

УТВЕРЖДАЮ:

Директор
ТОО «Almaty Oil Ventures»
_____ Теребей Ю.В.

“ _____ ” _____ 2025 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

к ПРОЕКТУ

**разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент
в Жетысуской и Алматинской областях
Республики Казахстан
согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года**

Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»




Майлыбаев Р.М.

г.Астана, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственные исполнители:

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

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)	12
1.2.1.	Климатические условия региона	12
1.2.2.	Описание современного состояния воздушного бассейна	15
1.2.3.	Поверхностные и подземные воды	17
1.2.4.	Характеристика почвы	20
1.2.5.	Растительный и животный мир	21
1.2.6.	Характеристика геологического строения	22
1.2.6.1	Проектный литолого-стратиграфический разрез	22
1.2.6.2	Тектоника	29
1.2.6.3	Нефтегазонасность	32
1.2.7.	Особо охраняемые природные территории	33
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	34
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	34
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	35
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	35
1.5	Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах	35
1.5.1.	Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований	36
1.5.2.	Система размещения поисковых скважин	36
1.5.3.	Геологические условия проводки скважин	38
1.5.4.	Характеристика промывочной жидкости	39
1.5.5.	Обоснование типовой конструкции скважин	43
1.5.6.	Оборудование устья скважин	45
1.5.7.	Отбор керн и шлама в проектной скважине	46
1.5.8.	Опробование и испытание перспективных горизонтов	47
1.5.9.	Попутные поиски	49
1.5.10	Обработка материалов поисковых работ	50
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	50
1.7.	Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	51
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	51
1.8.1.	Оценка воздействия на окружающую среду	54
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	113
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов	113
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов	116
1.9.3.	Процедура управления отходами	125
1.9.4.	Программа управления отходами	126
1.9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	129
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	131
2.1.	Социально-экономические условия	131
2.2.	Социально – экономическое развитие	132
2.3.	Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика трудовой	133

	деятельности.....	
2.4.	Санитарно-эпидемиологическое состояние территории.....	134
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.....	135
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	137
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ).....	137
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	137
4.3.	Различная последовательность работ.....	137
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	137
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).....	137
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).....	137
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	137
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....	138
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ.....	139
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	139
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.....	139
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	139
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	139
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	140
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	141
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	141
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	141
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	142
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	143
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).....	143
6.6.	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	144
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....	145
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.....	146
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	146
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).....	148
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....	149
9.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	151
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	152

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 И АОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	153
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности.....	153
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	153
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него....	155
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.....	155
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	156
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.....	156
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	158
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями.....	158
11.9.	План действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения всех компонентов окружающей среды	159
12.	ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННОЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ).....	162
12.1.	Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	163
12.2.	Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....	164
12.3.	Мероприятия по сохранению недр.....	166
12.4.	Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	166
12.5.	Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....	168
12.6.	Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....	169
12.7.	Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	169
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА ...	172
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.....	173
14.1.	Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	174
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА О ВО ПОСЛЕ ПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	175
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	176
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	177
17.1.	Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	178
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	181
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	181
КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ		182
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 ЗРК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатам которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду Номер: KZ65VWF00492427 Дата: 31.12.2025 год, выданное ГУ «Департаментом экологии по области Жетісу 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 постановлением Правительства Республики Казахстан от 12.08.2025 г. №223-Ө, проекты геологразведки относятся **к объектам II категории.**

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года» 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 разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года»;
 - Фондовые материалы и литературные источники.

Инициатор намечаемой деятельности:

ТОО «Almaty Oil Ventures»

050059, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН,
Г.АЛМАТЫ, БОСТАНДЫКСКИЙ РАЙОН,
Проспект Аль-Фараби, дом № 17,
БИН 231240026476,

Руководитель ТЕРЕБЕЙ ЮЛИЯ ВАЛЕНТИНОВНА,

Тел.: +77017810786,

e-mail: a.kalistratov@tengripartners.kz

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

Исполнитель: Калманова Г.Т. (+77024190246)

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

ТОО «Almaty Oil Ventures» проводит поисково-разведочные работы на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан на основании Контракта №5352-УВС МЭ от 28.06.2024г.

Основной объем работ будет проводиться в Жетысуской области, а именно: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электро-разведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1050 пог.км.

Таблица 1.1-1. Координаты проектных скважин.

№ скв.	Координаты	
	X	Y
AOV-1	43°50'3,00 с.ш	80°12'44 в.д.
AOV-2	43В°49'18.00 с.ш	80°27'28 в.д

Контрактная территория ТОО «Almaty Oil Ventures» участок Жаркент находится в пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба (Усекской моноклинали).

На исследуемой территории ранее были проведены площадные сейсмические, гравиметрические, аэромагнитные и электроразведочные (ДЭЗ) работы, которые выявили перспективные участки в верхнепалеозойско-нижнетриасовых и мезозой – кайнозойских отложениях. В пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба пробурены 22 глубокие поисковые скважины, уточнившие геологическое строение бассейна и в некоторых получены нефтегазопоявления. Многие из них пробурены в 50-60-е годы, - плохо изучены и плохо коррелируются между собой, что подтверждает недостаточную буровую изученность Илийского перспективно-нефтегазоносного бассейна, который относится к категории слабоизученных.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Almaty Oil Ventures», который приступил к работам согласно Контракта №5502-УВС от 02.07.2025г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 02 июля 2031 года.

Исследуемая территория находится на территории двух областей: Жетысуской и Алматинской. Ближайшими населенными пунктами являются: город Жаркент в 34 км от центра контрактной территории и населенные пункты Айдарлы, Коктал, Ушарал, Кундызды и др.

Район работ включает часть межгорной долины р. Или, обрамленной на юге горным хребтом Кетмень на юго-западе - горами Богути, на севере -отрогами Джунгарского Алатау. Правобережье р. Или занимают незакрепленные барханные пески Кара-Кум и Моюн-Кум. Левобережная часть занята незакрепленными песками Каро-Базкум., валунно-галечниковыми отложениями. Рельеф местности осложнен многочисленными оврагами, водостоками.

Абсолютные отметки возрастают от центра впадины от 500-600м до 1200-1500м к её бортам. При ширине впадины в 100-120 км на меридиане Кольджат–Хоргос уклон её поверхности к центру не превышает 50м, так что можно считать общую поверхность впадины близкой к горизонтальной, и совсем горизонтальной в самом центре впадины, где расположены небольшие озера, старицы, заболоченные низины. На площади работ высоко-горных участков нет, абсолютные отметки достигают: максимальные -500 м (в пойме р. Или), относительные превышения на I пог.км наблюдаются до 20 м.

Горные сооружения, обрамляющие впадину с севера и юга, возвышаются над ней более чем на 3000 м, создавая природный контраст, характерный для Тянь-Шаня. Положение проектной площади в межгорной впадине предопределило её геологическое строение, рельеф, климатические особенности, характер почв и растительности, что так или иначе влияет на условия, в которых предстоит работать.

По совокупности всех природных признаков приграничная часть Илийской впадины – это пустыня: по периферии валунно-галечная, каменистая со скудной травянисто-степной растительностью, ближе к центру - супесчано-солонцеватая с широким развитием незакрепленных, бугристых, бугристо-грядовых постоянно перевиваемых песков и зарослями типичного для пустынь растений – саксаула, тамариска и др. Эти участки впадины обычно безводны.

Район работ пересекает река Или, предгорные части долины пересекаются руслами временных водостоков, северную часть площади работ осложняет сеть оросительных каналов. Крутизна склонов

оврагов достигает 90°.

Пойма реки Или покрыта сплошными зарослями кустарника и карагача и занята труднопроходимыми незамерзающими болотами.

В восточной части участка работ распространены незакрепленные барханные пески. Северная и северо-восточная части заняты пашнями (массивы поливных культур).

Горные реки Южной Джунгарии (Борохудзир, Усек, Хоргос), выходя на равнинные просторы Восточно-Илийской впадины, в низовьях создают заболоченные участки, либо впадают как река Хоргос в реку Или. Реки, стекающие с северного хребта Кетмень, при удалении от гор теряются в собственных отложениях.

Климат района работ резко – континентальный, засушливый с жарким летом и малоснежной зимой. Температура зимой достигает -20°C, летом - (+) 40°C. Выпадение осадков по площади неравномерное, на склонах гор больше, в долине меньше и составляет 141 мм в год с нечетко выраженным весенним максимумом. Весной и летом дуют сильные ветры с запада на восток (по долине р. Или), переходящие в пыльные бури, длящиеся 2-3 дня. Скорость ветра достигает 20-30 м/с.

Дороги, связывающие основные населенные пункты имеют асфальтовое покрытие.

Обзорная карта района работ представлены на рисунке 1.

Геологически отвод и картограмма участка представлены в на рисунке 2.

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

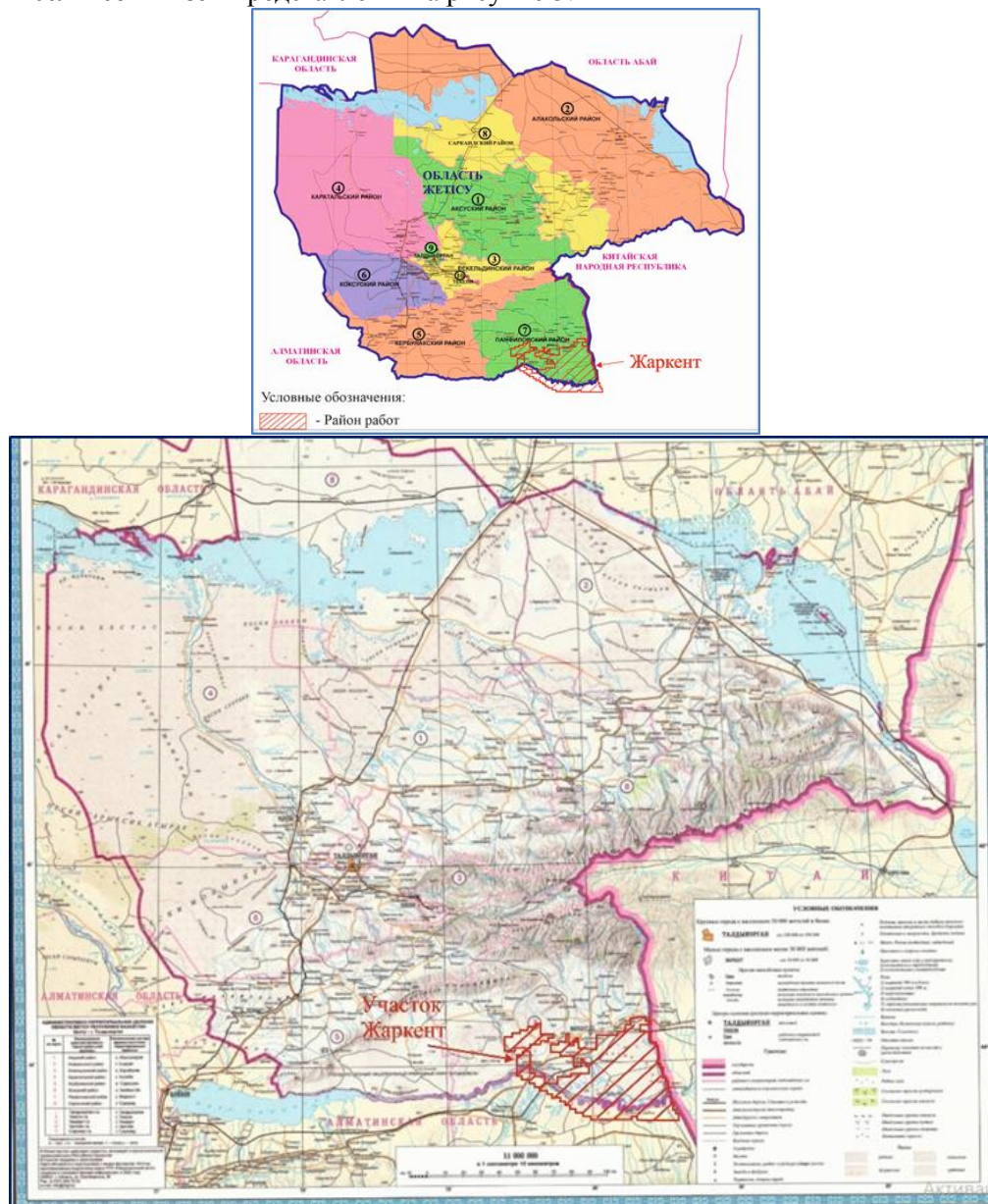


Рисунок 1. Обзорная карта района работ



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводородов
(вид полезного ископаемого)
разведки
(вид недропользования)
от 26 июня 2025 г.
Per. № 43K - P - UB

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

**УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)**

Предоставлен ТОО «Almaty Oil Ventures» для осуществления операций по недропользованию на участке **Жаркент** на основании Протокола Министерства Энергетики Республики Казахстан №405360 о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам от 28 мая 2025 года.

Участок недр расположен в **Жетысуской и Алматинской областях**.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены **угловыми точками с № 1 по № 130**.

Географические координаты угловых точек													
Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота			Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек	гр.	мин.	сек		гр.	мин.	сек	гр.	мин.	сек
1	43	46	0	80	33	0	66	43	55	0	79	38	0
2	43	45	0	80	33	0	67	43	55	0	79	42	0
3	43	45	0	80	34	0	68	43	53	0	79	42	0
4	43	43	0	80	34	0	69	43	53	0	79	47	0
5	43	43	0	80	18	0	70	43	55	0	79	47	0
6	43	44	0	80	18	0	71	43	55	0	79	52	0
7	43	44	0	80	16	0	72	43	56	0	79	52	0
8	43	43	0	80	16	0	73	43	56	0	79	59	0
9	43	43	0	80	0	0	74	43	58	0	79	59	0
10	43	44	0	80	0	0	75	43	58	0	79	58	0
11	43	44	0	79	57	0	76	43	59	0	79	58	0
12	43	45	0	79	57	0	77	43	59	0	79	57	0
13	43	45	0	79	54	0	78	44	0	0	79	57	0
14	43	46	0	79	54	0	79	44	0	0	79	56	0
15	43	46	0	79	52	0	80	43	58	0	79	56	0
16	43	47	0	79	52	0	81	43	58	0	79	53	0
17	43	47	0	79	50	0	82	44	1	0	79	53	0
18	43	48	0	79	50	0	83	44	1	0	79	48	0
19	43	48	0	79	48	0	84	44	2	0	79	48	0
20	43	49	0	79	48	0	85	44	2	0	79	44	0
21	43	49	0	79	45	0	86	44	4	0	79	44	0
22	43	50	0	79	45	0	87	44	4	0	79	47	0
23	43	50	0	79	43	0	88	44	5	0	79	47	0
24	43	51	0	79	43	0	89	44	5	0	79	50	0
25	43	51	0	79	40	0	90	44	7	0	79	50	0
26	43	52	0	79	40	0	91	44	7	0	79	51	0

27	43	52	0	79	38	0	92	44	4	0	79	51	0
28	43	53	0	79	38	0	93	44	4	0	79	53	0
29	43	53	0	79	36	0	94	44	5	0	79	53	0
30	43	54	0	79	36	0	95	44	5	0	79	54	0
31	43	54	0	79	33	0	96	44	6	0	79	54	0
32	43	55	0	79	33	0	97	44	6	0	79	55	0
33	43	55	0	79	31	0	98	44	3	0	79	55	0
34	44	1	0	79	31	0	99	44	3	0	80	2	0
35	44	1	0	79	33	0	100	44	7	0	80	2	0
36	44	2	0	79	33	0	101	44	7	0	80	10	0
37	44	2	0	79	34	0	102	44	8	0	80	10	0
38	44	3	0	79	34	0	103	44	8	0	80	13	0
39	44	3	0	79	30	0	104	44	10	0	80	13	0
40	44	2	0	79	30	0	105	44	10	0	80	15	0
41	44	2	0	79	26	0	106	44	12	0	80	15	0
42	44	6	0	79	26	0	107	44	12	0	80	21	0
43	44	6	0	79	29	0	108	44	11	0	80	21	0
44	44	7	0	79	29	0	109	44	11	0	80	23	0
45	44	7	0	79	32	0	110	44	10	0	80	23	0
46	44	8	0	79	32	0	111	44	10	0	80	19	0
47	44	8	0	79	35	0	112	44	8	0	80	19	0
48	44	9	0	79	35	0	113	44	8	0	80	23	0
49	44	9	0	79	38	0	114	44	5	0	80	23	0
50	44	10	0	79	38	0	115	44	5	0	80	25	0
51	44	10	0	79	40	0	116	44	4	0	80	25	0
52	44	7	0	79	40	0	117	44	4	0	80	26	0
53	44	7	0	79	45	0	118	43	59	0	80	26	0
54	44	6	0	79	45	0	119	43	59	0	80	27	0
55	44	6	0	79	43	0	120	43	58	0	80	27	0
56	44	5	0	79	43	0	121	43	58	0	80	28	0
57	44	5	0	79	40	0	122	43	55	0	80	28	0
58	44	4	0	79	40	0	123	43	55	0	80	29	0
59	44	4	0	79	36	0	124	43	54	0	80	29	0
60	44	3	0	79	36	0	125	43	54	0	80	30	0
61	44	3	0	79	35	0	126	43	51	0	80	30	0
62	44	2	0	79	35	0	127	43	51	0	80	31	0
63	44	2	0	79	36	0	128	43	48	0	80	31	0
64	43	56	0	79	36	0	129	43	48	0	80	32	0
65	43	56	0	79	38	0	130	43	46	0	80	32	0
Общая площадь – 2627,43 кв.км													

Из площади геологического отвода исключаются месторождения Хоргосское, участок 2 (Питьевые воды ХПВ, ОРЗ), с. Акарал, месторождения Хоргосское (Питьевые воды ХПВ, ОРЗ), с. Жидели, участок скважин №106-20Ао (Жидели) ХПВ, Назугум ЧС Аварслужба

Географические координаты угловых точек месторождения Хоргосское, участок 2 (Питьевые воды ХПВ, ОРЗ)													
Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота			Угловые точки	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек	гр.	мин.	сек		гр.	мин.	сек	гр.	мин.	сек
1	43	50	0	80	2	0	7	43	54	0	80	12	0
2	43	52	0	80	2	0	8	43	52	0	80	12	0
3	43	52	0	80	3	0	9	43	52	0	80	10	0
4	43	53	0	80	3	0	10	43	51	0	80	10	0
5	43	53	0	80	5	0	11	43	51	0	80	5	0
6	43	54	0	80	5	0	12	43	50	0	80	5	0
Площадь- 66,99 кв.км													

Географические координаты угловых точек с. Акарал, месторождения Хоргосское (Питьевые воды ХПВ, ОРЗ)													
1	44	1	0	79	54	0	5	44	3	0	79	56	0
2	44	2	0	79	54	0	6	44	2	0	79	56	0
3	44	2	0	79	53	0	7	44	2	0	79	55	0
4	44	3	0	79	53	0	8	44	1	0	79	55	0
Площадь – 9,89 кв.км													
Географические координаты угловых точек с. Жидели, участок скважин №106-20Ао (Жидели)ХПВ													
1	43	59	0	79	59	0	4	44	1	0	79	58	0
2	44	0	0	79	59	0	5	44	1	0	80	1	0
3	44	0	0	79	58	0	6	43	59	0	80	1	0
Площадь – 12,38 кв.км													
Географические координаты угловых точек Назугум ЧС Аварслужба													
1	43	46	0	80	29	0	3	43	48	0	80	31	0
2	43	48	0	80	29	0	4	43	46	0	80	31	0
Площадь – 9,93 кв.км													

Площадь участка недр за вычетом исключаемых объектов составляет – 2528,24 (две тысячи пятьсот двадцать восемь целых двадцать четыре сотых) кв.км.

Глубина участка недр – до кристаллического фундамента.

Заместитель председателя

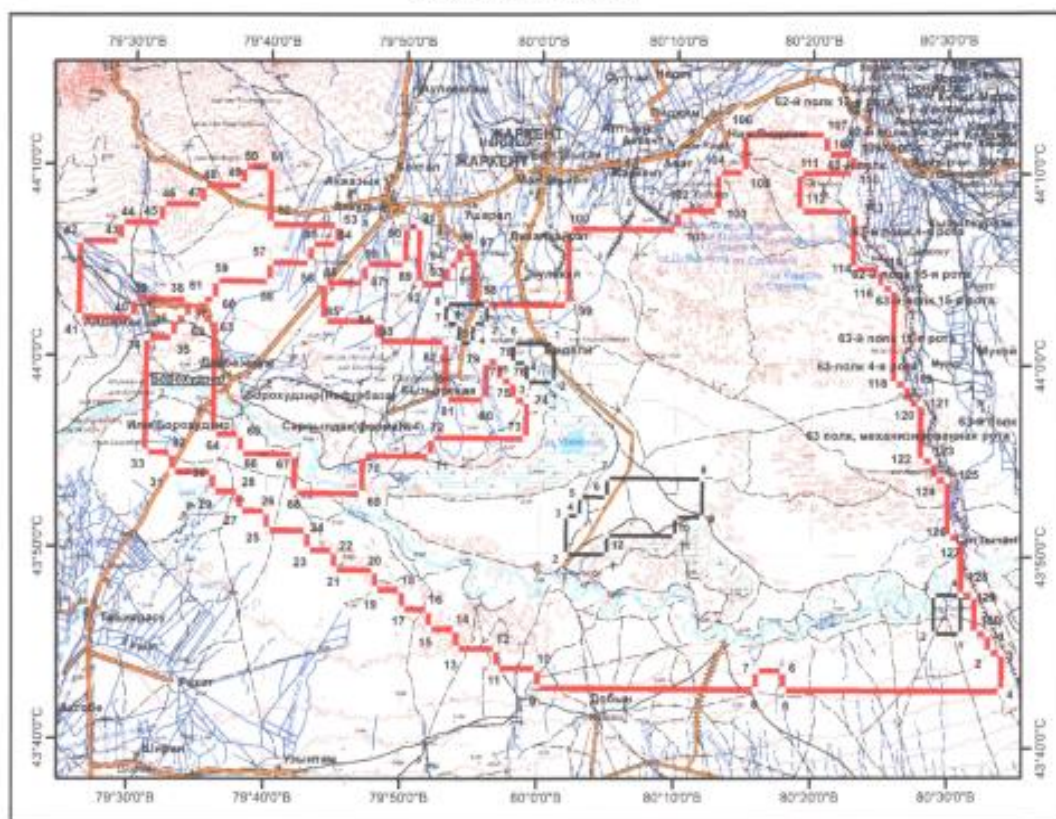


М. Байбатыров

г. Астана
июнь, 2025 г.

Приложение № _____
по Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
разведка
(вид недропользования)
от __ июня 2025 г. Рег. № Р-УВ

Картограмма расположения участка недр для разведки участка Жаркент
Масштаб 1: 530 000



Условные обозначения

- контуры исключаемых участков
- контур участка недр Жаркент
- автодороги с усовершенствованным покрытием
- улучшенные грунтовые дороги
- грунтовые проселочные дороги
- полевые дороги
- ЛЭП на металлических или железобетонных опорах

- каналы
- реки, ручьи (пересыхающие)
- реки, ручьи (постоянные)
- населенные пункты
- горизонтали основные
- озера
- болота проходимые
- болота проходимые, камышовые

г. Астана,
июнь, 2025 г.

Рисунок 2. Геологически отвод и картограмма участка

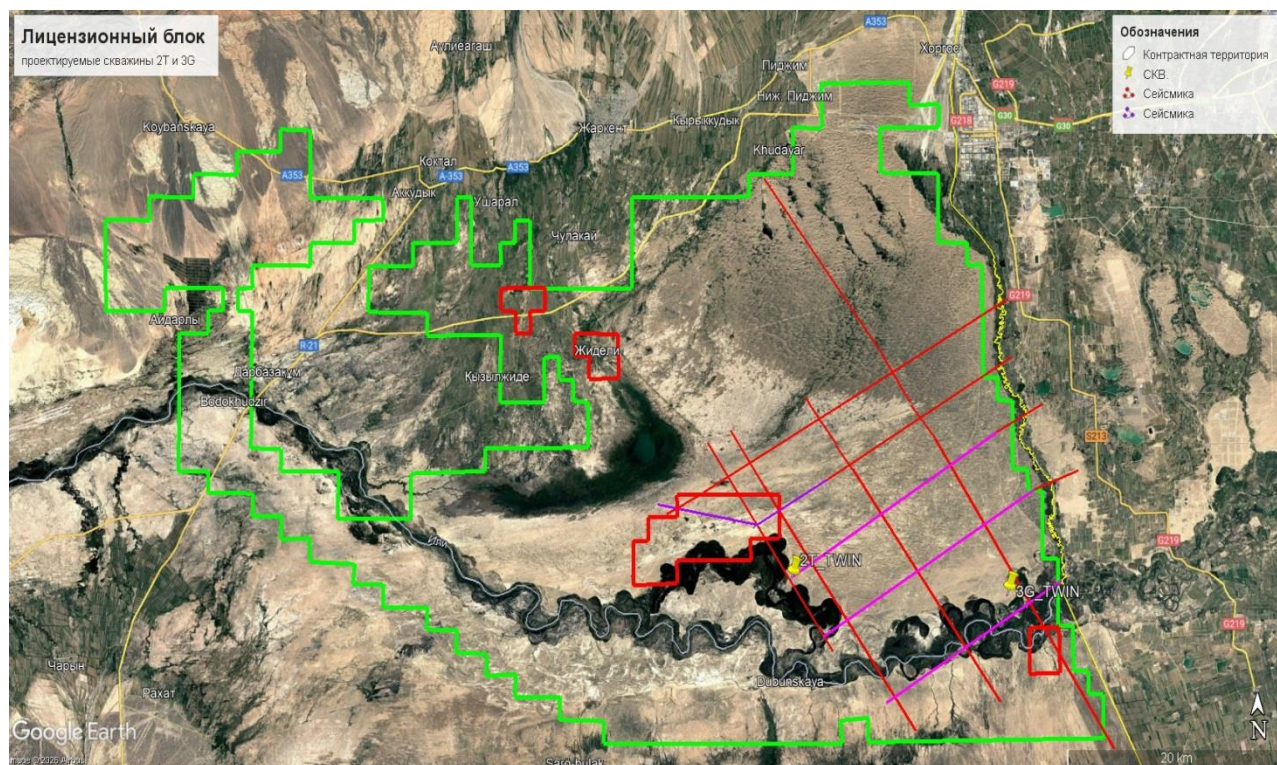


Рисунок 4. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ участка

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

1.2.1. Климатические условия региона

Климат района работ резко – континентальный, засушливый с жарким летом и малоснежной зимой.

Выпадение осадков по площади неравномерное, на склонах гор больше, в долине меньше и составляет 141 мм в год с нечетко выраженным весенним максимумом. Весной и летом дуют сильные ветры с запада на восток (по долине р. Или), переходящие в пыльные бури, длящиеся 2-3 дня. Скорость ветра достигает 20-30 м/с.

Абсолютный минимум температур достигает -41°C , а максимум $+44^{\circ}\text{C}$. В зимнее время наблюдаются кратковременные оттепели. Устойчивый переход среднемесячных температур через ноль наступает в конце второй декады марта. Начало периода с устойчивыми среднесуточными отрицательными температурами приходится на середину ноября.

Среднегодовая температура положительна и равна $7,6^{\circ}\text{C}$. Относительная влажность воздуха, меняется в течение года в широких пределах от 33 до 60%. Дефицит влажности в зимние месяцы составляет 1,8-1,9 мб.

Весной с повышением температуры воздуха дефицит влажности быстро растет и в июле достигает 16 мб.

Атмосферные осадки являются наиболее важным элементом климата. По многолетним данным распределение осадков неравномерное. Наибольшее количество осадков выпадает на осенне-весеннее время 44-59 мм. Летом количество осадков уменьшается и в августе достигает 24 мм. Среднегодовое количество осадков составляет 483 мм.

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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

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

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

Климатические условия приняты по данным ближайших метеостанции г.Жаркент по области Жетысу.

Таблица 1.2-1

**Метеорологические характеристики и коэффициенты,
определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по
наблюдениям МС г.Жаркент**

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	31.4
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-3.7
Среднегодовая роза ветров, %	
С	15
СВ	25
В	21
ЮВ	7
Ю	5
ЮЗ	13
З	10
СЗ	4
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5.0
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	6.0

Метеорологические условия

Декабрь был теплым (среднемесячная температура воздуха +0.9оС, что выше нормы на 3.6 оС), осадков выпало больше климатической нормы, они выпадали в смешанном виде (дождь, снег) (51.6 мм при норме 44 мм).

Максимальная скорость ветра за весь месяц не превышала 8 м/с. Основной фон температуры воздуха ночью был в пределах 0-5 мороза, лишь в отдельные дни холодных вторжений температура понижалась до 7-12 мороза, днем температура воздуха колебалась в пределах 7-12 тепла, и в дни вторжений дневная температура понижалась до 2 мороза-3 тепла.

1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна

Настоящий проект является первым проектным документом недропользователя ТОО «Almaty ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Oil Ventures», приступившего к работам в соответствии с Контрактом № 5502-УВС от 02.07.2025 года на проведение разведки и добычи углеводородного сырья.

Ранее какие-либо работы на данном участке предприятием не осуществлялись.

В связи с отсутствием производственной деятельности на участке производственный экологический мониторинг не проводился.

Сведения, приведённые в разделах, характеризующих состояние окружающей среды, основаны на вторичных источниках информации, в том числе:

- данных РГП «Казгидромет»;
- иных общедоступных источниках.

Информационный бюллетень подготовлен по результатам работ, выполняемых специализированными подразделениями РГП «Казгидромет» в рамках государственного мониторинга состояния окружающей среды на наблюдательной сети национальной гидрометеорологической службы.

Бюллетень предназначен для информирования государственных органов, общественности и населения о состоянии окружающей среды на территории области Жетісу 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.

В связи с отсутствием метеостанций в непосредственной близости от объекта, для проведения метеорологического анализа использованы данные ближайшей метеостанции, расположенной в г.Жаркент.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Жаркент за декабрь 2025 года.

По данным сети наблюдений, уровень загрязнения атмосферного воздуха в г.Жаркент, в целом оценивался как повышенный, он определялся значением СИ равным 2,0 (повышенный уровень) и НП = 3% (повышенный уровень) по концентрации оксида углерода.

Максимально-разовые концентрации оксида углерода составили-2,0 ПДКм.р.концентрации остальных загрязняющих веществ не превышали ПДК.

Превышения ПДК среднесуточных концентраций по городу наблюдались по озону - 2,32 ПДКс.с, диоксиду серы – 1,73 ПДКс.с, концентрации остальных загрязняющих веществ не превышали ПДК.

Случаи экстремально высокого и высокого загрязнения (ЭВЗ и ВЗ) : 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/м³	Кратность ПДКс.с	мг/м³	Кратность ПДКм.р	%	> ПДК	>5 ПДК	>10 ПДК
в том числе								
Диоксид серы	0,08	1,73	0,51	0,86	0	1		
Оксид углерода	1,41	0,47	10,10	2,0	3	73		
Диоксид азота	0	0,03	0,02	0,10	0	0		
Озон	0,06	2,32	0,07	0,47	0	0		

Превышения нормативов среднесуточных концентраций наблюдались по концентрации озона и диоксида серы.

В декабре средняя за месяц температура воздуха по области Жетісу составила от 0 градусов до 9,1 мороза, что составляет по всей части территории выше нормы. Осадков за месяц по области выпало от 8,9 до 88,1 мм, что составило на большей части территории области в пределах нормы, на востоке, юге области больше нормы.

В декабре 2025 года НМУ не было отмечено.

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

1.2.3. Поверхностные и подземные воды

Район работ пересекает река Или, предгорные части долины пересекаются руслами временных водостоков, северную часть площади работ осложняет сеть оросительных каналов. Крутизна склонов оврагов достигает 90°.

Пойма реки Или покрыта сплошными зарослями кустарника и карагача и занята труднопроходимыми незамерзающими болотами.

В восточной части участка работ распространены незакрепленные барханные пески. Северная и северо-восточная части заняты пашнями (массивы поливных культур).

Горные реки Южной Джунгарии (Борохузир, Усек, Хоргос), выходя на равнинные просторы Восточно-Илийской впадины, в низовьях создают заболоченные участки, либо впадают как река Хоргос в реку Или. Реки, стекающие с северного хребта Кетмень, при удалении от гор теряются в собственных отложениях.

Река Или расположен 1,5 км от ближайшей поисковой скважины АОУ-2.

Или́ (кит. 伊犁河, уйг. ئىلى / Или, каз. Іле) — река в Китае (Или-Казахский автономный округ в Синьцзян-Уйгурском автономном районе) и Казахстане (Алматинская область).

Длина — 1439 км[1], из которых 815 км (56,6 %) на территории Алматинской области Казахстана, где является крупнейшей рекой области и одной из крупнейших рек страны. Площадь водосборного бассейна составляет 140 000 км²[1].

Современный сток реки в устье оценивается в 12,3 км³/год (в 1970-х годах, по данным БСЭ — около 23 км³ в год[2]). Или, впадающая в западную часть озера Балхаш, даёт 73—80 % всего притока воды в озеро и сильно опресняет его западную часть.

Среднегодовой расход воды на государственной границе Казахстана (урочище Кайерган) — 395 м³/с, в 37 км ниже Капчагайского водохранилища — 470 м³/с, у села Ушжарма — 468 м³/с, в устье реки при впадении в озеро Балхаш — 329 м³/с.[3]

Мониторинг качества поверхностных вод

Наблюдения за качеством поверхностных вод на территории Алматинской и Жетысуской области проводились на 34 створах 18 водных объектах реки Иле, Текес, Коргас, Киши Алматы, Есентай, Улькен Алматы, Шилик, Шарын, Баянкол, Каскелен, Каркара, Есик, Турген, Талгар, Темирлик, Каратал, Аксу, Лепси.

При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 44 физико-химических показателя качества: температура, взвешенные вещества, прозрачность, водородный показатель (рН), растворенный кислород, БПК₅, ХПК, главные ионы солевого состава, биогенные элементы, органические вещества (нефтепродукты, фенолы), тяжелые металлы, пестициды.

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

За декабрь 2025 года реки Улькен Алматы, Баянкол, Есик относятся к 1 классу; реки Киши Алматы, Есентай, Иле, Шилик, Шарын, Текес, Каскелен, Каркара, Турген, Талгар Темирлик, Лепси, Аксу, Каратал относятся к 3 классу, река Коргас относится к 4 классу.

Основными загрязняющими веществами в водных объектах являются железо общее, аммоний ион, медь, сульфаты, фосфор общий. Превышения нормативов качества по данным показателям в основном характерны для сбросов, сточных городских вод в условиях многочисленного населения.

По Единой классификации качество воды оценивается следующим образом:

наименование водного объекта	класс качества воды		параметры	единица измерения	концентрация
	декабрь 2024 год	декабрь 2025 год			
река Киши Алматы	-	3 класс (умеренно загрязненные)	медь	мг/дм³	0,00172
река Есентай	-	3 класс (умеренно загрязненные)	аммоний ион	мг/дм³	0,555
река Улькен Алматы	-	1 класс (очень хорошее качество)			

река Иле	-	3 класс (умеренно загрязненное)	медь	мг/дм ³	0,00173
река Шилик	-	3 класс (умеренно загрязненное)	медь	мг/дм ³	0,00162
река Шарын	-	3 класс (умеренно загрязненное)	медь	мг/дм ³	0,00159
река Текес	-	3 класс (умеренно загрязненное)	аммоний ион	мг/дм ³	0,61
			медь	мг/дм ³	0,00241
река Корғас	-	4 класс (загрязненное)	фосфор общий	мг/дм ³	0,491
река Баянкол	-	1 класс (очень хорошее качество)			
река Есик	-	1 класс (очень хорошее качество)			
река Каскелен	-	3 класс (умеренно загрязненное)	железо общее	мг/дм ³	0,15
			медь	мг/дм ³	0,00111
река Каркара	-	3 класс (умеренно загрязненное)	сульфаты	мг/дм ³	143
река Тургенъ	-	3 класс (очень хорошее качество)	медь	мг/дм ³	0,00132
река Талгар	-	3 класс (очень хорошее качество)	сульфаты	мг/дм ³	137
река Темерлик	-	3 класс (умеренно загрязненное)	медь	мг/дм ³	0,00154
река Лепси	-	3 класс (умеренно загрязненное)	аммоний ион	мг/дм ³	0,54
			медь	мг/дм ³	0,00121
река Аксу	-	3 класс (умеренно загрязненное)	медь	мг/дм ³	0,00165
река Каратал	-	3 класс (умеренно загрязненное)	медь	мг/дм ³	0,00108

Подземные воды

В гидрогеологическом отношении Восточно-Илийский (Жаркентский) артезианский бассейн является относительно крупным многоярусным бассейном, областями питания которого служит его горные обрамления с абсолютными отметками до 3500 м. На его территории выпадает большое количество осадков, широко развиты ледники, что способствует образованию постоянного подземного стока во впадину, где происходит формирование термальных вод. По данным гидрогеологических исследований выделяется семь водоносных комплексов: пермский, триасовый, юрский, меловой, палеогеновый, неогеновый и четвертичный.

В кайнозойских отложениях коллекторские горизонты выявлены во всех стратиграфических подразделениях.

Пермский термоводоносный комплекс (ТБК) вскрыт на крайнем юго-востоке Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба скв. 3-Г, 6-Г, 7-Г и приурочен к трещиноватым осадочно-эффузивным образованиям, залегающим на глубинах от 1200м (скв 7-Г) до 2700 м (скв. 3-Г). Температура воды колеблется от 56°С в интервале 1231м до 102° С в интервале 2991м, с увеличением ее к центру бассейна. В верхней перми коллекторскими свойствами обладают конгломераты и маломощные пропластки песчаников, а покрывающая их хемогенно-терригенная толща является водоупором (покрышкой). Воды нижнепермских отложений относятся к хлоридно-кальциевому типу с минерализацией 8,5 г/л. Состав растворенных газов позволяет предполагать присутствие залежей углеводородных газов в эффузивно-терригенной толще перми.

Триасовый термоводоносный комплекс вскрыт на глубинах от 1080м (скв. 7-Г) до 2280м (скв. 3-Г) и приурочен к песчаникам и конгломератам, изолированным водонепроницаемыми породами. В пределах Усекской площади он вскрыт на глубинах от 2620 м (скв.2-Т) до 2990 м (скв.3-Т), воды напорные, самоизливающиеся, температура их в погруженных местах достигает от 56°С (скв. 3-Г). Этот водоносный комплекс включает в себя два горизонта: нижнетриасовый и верхнетриасовый, разделенные между собой глинистым водоупором среднетриасового комплекса. Нижнетриасовый

водоносный горизонт испытан в скважинах 7-Г, 3-Г, Г-2 на глубинах 1132-1150м, 2215-2275м, 2620-2830м соответственно. В нижнетриасовой толще природные резервуары составляют 60% от ее объема. Литологически они представлены преимущественно мелкозернистыми песчаниками и конгломератами с открытой пористостью 18-23%. Этот водоносный горизонт испытан в скв. 2-Т, в результате испытания получен приток воды с минерализацией 15,2 г/л. Верхнетриасовый разрез испытывался в скв. 6-Г хоргосского профиля, а также в скв. 1-Т и 3-Т Усекской площади. По данным испытания скв. 6-Г был получен приток напорной воды с дебитом 2500 м³/сут. При испытании этого же горизонта в скважинах Усекской площади, удаленных от скважины 6-Г к северо-западу соответственно на 32 км (1-Т) и 40 км (3-Т) притоков воды не было получено. Это можно объяснить тем, что по направлению к осевой части депрессии одновременно с увеличением более чем вдвое глубины залегания верхнетриасовых пород, (интервал от 1273-1330 м скважине 6-Г, интервал до 2670-2902 м и 2835-2995 м в скважинах 1-Т и 3-Т), происходит фаціальное замещение песчаных пород глинистыми с преобладанием последних.

Юрский термоводоносный комплекс приурочен к разнотернистым песчаникам и включает два горизонта: нижнеюрский и среднеюрский, которые вскрыты и испытаны в скв. 7-Г хоргосского профиля, а также в 1-Т и 3-Т на Усекской площади, В юрских отложениях коллекторские горизонты составляют до 70% разреза.

Нижнеюрский горизонт в скв. 1-Т вскрыт на глубине 2612-2670 м, из которого получен приток воды дебитом 240 м³/сут, температурой на устье скважины 52°С вода сульфотно-натриевая с минерализацией 2,45 г/л. Глинами, развитыми в верхах нижней юры и в низах средней юры, общей мощностью от 220 м в скважине 2-Т до 250 м в скважине 3-Т, являющимися региональным водоупором между коллекторами нижнеюрского термоводоносного горизонта и среднеюрского.

Среднеюрский термоводоносный горизонт приурочен к пластам песчаников, залегающих в верхах разреза, и испытан в скважине 7-Г на глубине 689-707 м, и в скважине в 1-Т и 3-Т на глубине 2292-2376 м и 2450-2550 м соответственно. При перфорации в скважине 1 -Т этого горизонта были вскрыты также и породы верхней юры, представленные глинами. Минерализация, состав и температура воды меняются от юго-востока (скв. 7-Г) в сторону увеличения к Усекской площади. Коллекторами являются песчаники, характеризующиеся открытой пористостью 20-26% и высокой проницаемостью.

Меловой термоводоносный горизонт вскрыт в скважинах 3-Г, 6-Г хоргосского профиля, опорной скважиной Л-Г в восточной части бассейна, а также скважинами 1-Т, 2-Т и 3-Т на Усекской площади. Горизонт также состоит из двух водоносных горизонтов: иинжемеловой и верхнемеловой, разделенных водоупором, который представлен пачкой глин, венчающих разрез нижнего мела.

Нижнемеловой термоводоносный горизонт опробован на глубинах 782 м (скв. 6-Г) до 2290 м (скв. 1-Т). Причем, в скважине 1-Т нижнемеловые отложения были испытаны совместно со средне-нижнеюрским и верхнетриасовым горизонтами.

Верхнемеловой горизонт испытан в опорной скважине 1-Г, а также в скважинах 1-Т и 2 -Т на Усекской площади. В скважине 6-Г верхнемеловой горизонт испытан совместно с нижнемеловым. Воды в этих скважинах ультрапресные, от гидрокарбонатно-натриевых до хлоридно-натриевых, а в сквжине 2-Т Усекская вода хлоридно-кальциевого состава.

Для вод меловых отложений характерна невысокая минерализация (0,35-0,9 г/л),но очень высокие дебиты (до 6,5 тыс.м³).

Палеогеновый термоводоносный горизонт вскрыт большим количеством скважин, локально развитые водоносные горизонты, которого залегают на глубинах от 50 м до 2600 м. Отмечается закономерное уменьшение водообильности пород и увеличение минерализации подземных вод по мере продвижения с юга на северо-запад бассейна. В осевой части Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба водоносный горизонт палеогеновый испытывался в скважине 1-Г на глубине от 2475 до 2509 м, в пределах моноклинали южного борта на глубине от 400м до 1600м встречены ультрапресные воды, а в пределах северного борта дебиты скважин совсем незначительные. Воды палеогена имеют резко дифференцированную минерализацию от 4,8 до 36,7 г/л.

Неогеновый водоносный комплекс детально изучен на всей территории Восточно-Илийского (Жаркентского) артезианского бассейна. Горизонт характеризуется уменьшением водообильности пород и увеличением минерализации подземных вод по мере удаления от горных массивов Жунгарского Алатау и хребта Кетмень к внутренним частям бассейна. Неогеновый комплекс, по существу представляет собой региональный водоупор. Подземные воды в нем встречаются спорадически, образуя порой изолированные резервуары с повышенным напором. Минерализация нарастает от бортов к центру бассейна - от 3 до 50г/л, состав вод сульфатный, сульфатно-хлоридный

и хлоридно-натриевый. Плиоцен-антропогеновые отложения являются верхним гидрогеологическим этажом с артезианским режимом в осевой части. Этаж относится к зоне влияния инфильтрационных вод. Следует отметить, что подземные воды бассейна термальные. С глубины 2800-3600 м начинается геотермальная зона с температурой воды 75-100°C и более, достигая иногда 165°C.

Водоносные пласты неогена в предгорьях вскрыты на глубинах от 115 до 450 м, в центральной части они опробованы в скв. 1-Г на глубине от 968 до 2070 м. Минерализация воды с глубиной увеличивается от 0,6 до 18,8 г/л, а химический состав меняется от гидрокарбонатно-натриевого до сульфатно-натриевого. Температура воды возрастает от 20°C на устье скважин до 79°C на глубине 2015 м.

Четвертичный термоводоносный комплекс распространен в основном в предгорной зоне конусов выноса и приурочен к грубообломочным отложениям аллювиально-пролювиального генезиса, причем все водоносные горизонты гидравлически взаимосвязаны между собой. В пределах Усекской площади изучены три водоносных горизонта, приуроченные к аллювиальным образованиям древней долины р.Или. Суммарная мощность водоносных горизонтов около 400 м, дебиты скважин достигают 6000 м³/сут. Воды пресные, хорошего качества.

Следует отметить, что воды Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба термальные. Здесь с глубины 2800-3600м начинается геотермальная зона с температурой воды 75-100°C и больше (до 165°C), причем в южной его части эта зона залегает глубже до 3600м, чем в центральной.

В скважине 1-П отобраны пробы воды из меловых и юрских отложениях с глубин 2256-2290 м и 2237 м.

Пластовая вода с глубины отбора 2256-2290 м. пресная, хлоридно- гидрокарбонатно-сульфатного, кальций - натриевого состава. Общая минерализация составила 6816,9 мг/л. Содержания анионов и катионов следующие (в мг/дм³): хлориды – 50, гидрокарбонаты – 134, сульфаты – 129, кальций – 24, натрий – 115, калий – 2,4, магний – н/о. Общая жесткость – 1,2 мг-экв/дм³. Тип воды (по Сулину) – гидрокарбонатно- сульфатный.

Пластовая вода с глубины отбора 2237 м. сульфатно- гидрокарбонат- хлоридная, кальций - натриевого состава. Общая минерализация составила 478 мг/л. Содержания анионов и катионов следующие (в мг/дм³): хлориды – 2722,8, гидрокарбонаты – 1342,4, сульфаты – 223,1, кальций – 20,7, натрий – 2196, калий – 20,7, магний – 19,4. Общая жесткость – 12,40 мг-экв/дм³. Тип воды (по Сулину) – гидрокарбонатно- натриевый.

1.2.4. Характеристика почвы

Почвенный покров Жетысуской области сформирован под воздействием резко континентального климата, сложного рельефа и выраженной высотной поясности. Разнообразие природных условий области обуславливает значительную пестроту и зональность почв.

В равнинных и предгорных частях области широко распространены серозёмы (светлые, обыкновенные и тёмные), сформированные в условиях недостаточного увлажнения. Эти почвы характеризуются низким и средним содержанием гумуса, карбонатностью и слабощелочной реакцией почвенного раствора. Мощность гумусового горизонта, как правило, невелика.

В засушливых районах области встречаются бурые и серо-бурые пустынные почвы, нередко осложнённые процессами засоления. В пониженных элементах рельефа распространены солонцы и солончаки, сформированные при близком залегании минерализованных грунтовых вод.

В сухостепной зоне области распространены каштановые и светло-каштановые почвы, отличающиеся умеренным содержанием гумуса. В горных районах Жетысуской области развиты горно-лесные и горно-луговые почвы, характеризующиеся более высоким уровнем естественного плодородия.

В долинах рек и пойменных участках широко распространены аллювиально-луговые почвы, формирование которых связано с периодическим увлажнением и аккумуляцией аллювиальных отложений.

В целом почвы Жетысуской области подвержены процессам водной и ветровой эрозии, а также вторичному засолению, степень проявления которых зависит от природных условий и характера хозяйственного использования территории.

Современное состояние почвенного покрова

В городе Жаркент в пробах почвы, отобранных в различных районах, содержание хрома находилось в пределах 0,27-0,73мг/кг, цинка – 3,61-8,19 мг/кг, свинца – 27,40-48,86 мг/кг, меди – 0,63-1,22 мг/кг, кадмия – 0,19-0,45 мг/кг.

Превышение предельно допустимых концентраций по свинцу в районе ул.Пашенко (ТД «ЦУМ») составило - 1,52ПДК; в точке по ул.Головацкого (роддом)-1,41 ПДК, в точке ул.Абая школа им. «Назыма» -1,44ПДК.

За весенний период в пробах почвы содержание хрома находилось в пределах нормы.

1.2.5. Растительный и животный мир

Жетысуская область отличается высоким разнообразием растительного и животного мира, что обусловлено сочетанием равнинных, предгорных и горных ландшафтов, резко континентальным климатом и выраженной высотной поясностью. Территория области охватывает природные зоны пустынь, полупустынь, степей и горных экосистем.

Растительный покров области представлен широким спектром фитоценозов. В равнинных и засушливых районах преобладают пустынные и полупустынные сообщества, сформированные полынью, солянками, саксаулом, житняком и другими ксерофитными и галофитными видами. На участках с засоленными почвами распространены солянково-полынные ассоциации и кустарники, приспособленные к повышенной минерализации почв.

В степных и сухостепных зонах области развиты злаково-разнотравные сообщества, включающие ковыль, типчак, мятлик, пырей и разнотравье. Эти участки частично трансформированы в результате сельскохозяйственного освоения.

В предгорных и горных районах Жетысуской области наблюдается высотная поясность растительности. Здесь распространены кустарниковые формации, горно-степная растительность, а также горно-лесные сообщества, представленные яблоней Сиверса, берёзой, осинкой, елью тянь-шаньской и можжевельником. Выше по высотным поясам развиты горно-луговые и субальпийские луга, характеризующиеся богатым видовым составом.

В долинах рек, поймах и на участках с повышенным увлажнением распространена луговая, прибрежно-водная и водно-болотная растительность, представленная камышом, тростником, осокой, ивой, тополем и кустарниковыми породами.

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

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

Животный мир Жетысуской области разнообразен и представлен видами, характерными для различных природных зон. В равнинных и степных районах обитают волк, лисица, корсак, заяц-русак, барсук, еж, суслики, тушканчики и песчанки. В горных районах встречаются косуля, марал, кабан, а также отдельные виды хищников, приспособленных к горным условиям.

Орнитофауна области отличается высоким видовым разнообразием. Здесь обитают жаворонки, куропатки, перепела, фазаны, вороны, сороки, а также хищные птицы — беркут, канюк, пустельга, филин. Вблизи водоёмов и водно-болотных угодий встречаются водоплавающие и околоводные птицы, включая уток, гусей, куликов и чаек, особенно в периоды сезонных миграций.

Пресмыкающиеся и земноводные представлены видами, устойчивыми к засушливым и горным условиям, такими как ящерицы, полозы, ужи и земноводные, приуроченные к водоёмам.

На территории Жетысуской области обитают редкие и исчезающие виды растений и животных, занесённые в Красную книгу Республики Казахстан, преимущественно в пределах особо охраняемых природных территорий. Вне границ ООПТ их распространение носит ограниченный или эпизодический характер.

В целом растительный и животный мир области сохраняет природный характер, при этом в районах интенсивного землепользования отмечается трансформация экосистем, обусловленная антропогенным воздействием.

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. Проектный литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении Восточно-Илийского бассейна принимают участие отложения от верхнего палеозоя до четвертичной системы. Эти отложения вскрыты скважинами практически во всех его частях. Фундамент бассейна и его горное обрамление имеют более сложное строение с широким участием более древних образований докембрия, кембрийского, ордовикского, девонского и каменноугольного возрастов. Представлены они разнообразным по вещественному составу комплексом пород: метаморфическим, вулканогенным, вулканогенно-осадочным, терригенным, а также магматическим (изверженным). По данным скважины 2-Т, вскрывшей породы фундамента в интервале 3154-3160 м, он представлен эффузивными породами от темно-коричневого до темно-

сиреневого цвета и кварцевыми порфирами черного цвета. Породы сильно сцементированы, ожелезнены и кальцитированы.

Восточно-Илийский бассейн расположена в системе виргаций дуг Северного Тянь-Шаня, относящейся к зоне неустойчивой каледонской консолидации. Эта зона характеризуется растянутым во времени орогенным этапом, охватившим верхи девона, весь карбон до нижнего триаса.

Орогенный структурный комплекс образует ряд линейно ориентированных структур, в основном, субширотного простирания (Кетменьский хребет, Южная Жунгария), сформированный на месте обширного Центрально-Казахстанского палеозойского массива.

В палеозойской структуре Восточно-Илийский бассейн выделяется в виде крупного одноименного синклиория, докембрийский фундамент которого выведен на дневную поверхность на востоке в пределах Китая. Элементы его нижнепалеозойской структуры выражены изолированными блоками в хребте Алтын-Эмель, в долинах рек Коксай и Кугалы. Несколько шире представлены породы низов верхнепалеозойского структурного этажа, образующие пологие брахискладки с углами падения на крыльях до 35-45°.

Наиболее широко распространены осадки верхнепалеозойского структурного этажа, сложенные средне-верхнекаменноугольными и пермскими, существенно эффузивными породами, толщиной до 3000м. Они широко развиты на крыльях Кетменьского и Южно-Жунгарского хребтов, полого погружающихся в Восточно-Илийский бассейн. Таким образом, Восточно-Илийский бассейн заложился на структурах верхнего палеозоя и в течение мезозоя и кайнозоя развивался унаследовано, заполняя своими осадками верхнепалеозойский Илийский синклиорий.

Докембрий (PR)

Нижний-средний палеозой (PZ₁₊₂)

Докембрийские метаморфогенные образования в пределах Восточно-Илийского прогиба при производстве буровых работ не обнаружены. В горном обрамлении юга (г.Улькен-Бугутты и др.) они представлены кристаллическими сланцами, гранито-гнейсами, мраморами, кварцитами и сланцами.

Породы фундамента выведены на поверхность на западе близрасположенных Шу-Илийских гор и представлены гранито-гнейсами, зелено-цветными пироксеновыми амфиболитами и амфибол-полевошпатами, сланцами айдалинской свиты нижнепротерозойского возраста. Толщина метаморфических отложений 1000-1500м, сланцы часто содержат гранат.

В Заилийском Алатау наиболее древние метаморфические образования представлены актюзской и кеминской сериями, отнесенными к нижней части нижнего протерозоя – PR₁. В составе нижней актюзской серии преобладают биотитовые, биотит-мусковитовые, плагиоклазовые гнейсы, слюдистые кристаллические сланцы, послойные магматиты, амфиболиты, линзы кварцитов и мраморов, мелкие тела эклогитов и серпентинитов. Общая их толщина около 2000м. Вышележащая кеминская серия слагает небольшие участки. Они представлены амфиболитами, амфиболовыми, хлорит-эпидот-актинолитовыми, кварц-мусковит-хлоритовыми, слюдяными кварц-полевошпатовыми кристаллическими сланцами, магматитами, редкими горизонтами мусковитовых гнейсов, кварцитов и мраморов. Ориентировочная толщина серии 2500м. Региональный метаморфизм пород соответствует эпидот-амфиболитовой фации.

Палеозойская группа – PZ

Представлена кембрийской, ордовикской, силурийской, девонской, каменноугольной и пермской системами.

Кембрийская и ордовикская система Єm - O

Представлена осадочно-метаморфической толщей метаморфизованных песчаников, хлоритовых, кварц-серицитовых, кремнистых, филлитовидных сланцев с горизонтом конгломератов, известняков, андезитовых, диабазовых порфиритов и их пирокластов. Общая толщина нижнепалеозойских пород в горном обрамлении Восточно-Илийской впадины более 10 км, в пределах впадины эти породы не установлены.

Девонская система D

Девонские отложения представлены в Южной Джунгарии преимущественно вулканитами и при проведении буровых работ в Восточно-Илийской впадине не установлены.

Каменноугольная система C

Каменноугольная система представлена всеми тремя отделами.

Нижний отдел C₁ представлен Кетменьской и Кунгейской свитами, слагающими северный склон хребта Кетмень.

Кетменьская свита сложена базальтовыми, андезитовыми и дацитовыми порфирами и их туфами темно-серого и зеленовато-серого цвета, вверх по разрезу сменяющихся эффузивами кислого состава. К югу от исследуемой площади в Текесской впадине и отрогах Заилийского Алатау в

песчаниках и песчанистых известняках Кетменьской свиты найдены растительные остатки. Общая площадь свиты достигает 1500 м.

Кунгейская свита с трансгрессивным несогласием перекрывает вулканогенно-осадочные образования Кетменьской свиты и представлена массивными толстоплитчатыми известняками серого цвета с фауной брахиопод и фораминифер. Мощность ее достигает 700 м. На северном борту впадины выделяется нижнетурнейская толща красноцветных песчаников и конгломератов мощностью до 270 м, а так же визе-серпуховскими образованиями, представленные, в основном, пирокластами с незначительным

Отложения кембрийской системы распространены в Центральном и Южном Казахстане и представлены лавами кислого и щелочного состава и горизонтами туфо-конгломератов, песчаников и алевролитов общей толщиной 1700 м.

Отложения **среднего карбона** C_2 выявлены в крайнем северо-восточном углу депрессии и представлены морскими терригенно-карбонатными породами толщиной 300-600 м.

Образования **позднекаменноугольной эпохи** C_3 вскрыты скважиной 4-Г на Койбынской структуре и представлены темноцветными эффузивами основного состава.

Верхний отдел_каменноугольной системы - нижний отдел пермской системы нерасчлененные C_3 -Р. Отнесенные к пермо-карбону породы вскрыты скважиной 1-Г на глубине 2756-2800 м и представлены розовато-серыми кварцевыми порфирами. По своим физическим параметрам и по общей увязке геолого-геофизических данных указанный горизонт является опорным для всего Восточно-Илийского прогиба. Мощность его 400-800 м. В скважине 4-Г к этому возрасту пород в интервале 612-910 м отнесена толща миндалекаменных плагиоклазовых порфиритов, чередующихся с туфами и кварцевыми порфирами.

Верхний Палеозой Пермская система - Р

Данная формация характерна для верхов нижней и всего разреза верхней перми и установлена практически повсеместно в пределах бортовых обрамлений Западно- и Восточно-Илийского прогибов. Помимо этого, породные ассоциации данной формации вскрыты рядом скважин, пробуренных на северной моноклинали Западно-Илийского, а в пределах центральных, северных бортовых и южных моноклиналичных районов Восточно-Илийского прогиба отложения верхней перми вскрыты скважинами 3-Г, 6-Г, 7-Г, 2-Т, 4-Т и 1-П Жаркент.

Коричневато-красная вулканогенно-осадочная формация уверенно расчленяется на нижнюю и верхнюю секции. В разрезах названных выше скважин она залегает на эффузивных образованиях нижней перми, представленных светло-розовыми, зеленовато-серыми и темно-серыми лавами андезитов, андезито-базальтов, базальтов и трахиандезитов.

Нижняя секция разреза данной формации сложена толщей, переслаивающихся грубозернистых туфов, туфопесчаников и эффузивов. В разрезе скв. 4-Т, пробуренной на северном борту Восточно-Илийского прогиба, толщина эффузивно-осадочной толщи немногим более 100 м. Максимальные мощности данной толщи главным образом связываются с центральными частями бассейна, где они по материалам сейсморазведки возрастают до 500 м.

В разрезе скв. 1-П Жаркент эта толща прослеживается от забоя скважины в 3365 м до глубины 2685м. Вулканические породы толщи разделены, здесь на две пачки: нижнюю - эффузивную и верхнюю - пепловую.

Нижняя - эффузивная пачка (в интервале 3365-3020 м) - это чередование лав риолитового и риодацитового состава с прослоями крупнообломочных литотуфов кислого состава. Прослой литотуфов этой пачки встречены на глубине 3231-3239 м и на глубине 3176-3184 м. Литокласты туфов (1-1,5 см) представлены всеми разновидностями кислых эффузивов. Кроме того, в туфах встречаются крупные (до 2 см) обломки весьма неправильной формы шлаков, литотуфов и лав андезитового состава, свидетельствующие о разрушении более древних отложений, сформированных до проявления риолитового вулканизма. Судя по характеру обломочного материала (размер, состав), литотуфы так же, как и лавы нижней пачки накапливались вблизи источников их извержения.

В вулканических породах в интервале глубин от 3184-3028 м в разрезе скв. П-1 Жаркент встречаются свободные полости, похожие на поры, изометрической, овальной, неправильной формы с размерами от долей до 1,0 мм. Максимальное их количество (15-20% объема породы) отмечено в средней части этого интервала. В нижней и верхней частях данного разреза они составляют порядка 2-4%. Возникновение их, по-видимому, связано с неравномерным остыванием и раскристаллизацией вулканического стекла и прониканием газовых "струек".

Присутствие в разрезе скв. 1-П Жаркент пласта карбонатной (доломитовой) породы с крупными сферолитами и гнездами халцедона и кварца в интервале 2959-2964м может свидетельствовать о том, что между формированием нижней эффузивной пачки (лавовые излияния) и верхней пепловой (взрывные процессы) существовал период затишья вулканической деятельности, во время которого в пониженных частях рельефа (низины, долины) возникали мелководные теплые бассейны с карбонатной средой, обогащенной кремнеземом.

Верхняя - пепловая пачка вулканогенной толщи прослеживается с глубины 2683 до 2900 м. Данная пачка в целом сложена спекшимися пепловыми туфами кислого состава, а в разрезе описываемой скважины мощность пепловой пачки более 200 м.

Верхняя секция разреза коричневатой-красной вулканогенно-осадочной формации в пределах Восточно-Илийского прогиба распадается в целом на две толщи: нижнюю и верхнюю.

Нижняя толща литологически выражена главным образом разногальч-ными конгломератами и песчаниками при резко подчиненных прослоях алевролитов. Мощность нижней толщи данной секции разреза составляет порядка 180 м.

Верхняя толща, имеющая более разнообразный литологический состав, сложена хемогенно-терригенными образованиями, состоящими из разнообразных по составу песчаников, алевролитов и аргиллитов, переслаиваемых известняками, сульфатными породами и углистыми сланцами. Данная толща, датируемая, в основном верхнепермским возрастом и выделяемая как малайсаринская свита, выражена преимущественно озерными отложениями. В целом мощность верхней толщи по разрезам скважин 3-Г, 6-Г и ряда других достигает порядка 300 м.

Резюмируя вышеизложенное, необходимо отметить, что отложения нижней перми по своим литологическим особенностям четко подразделяются на две толщи: нижнюю - эффузивную и верхнюю - эффузивно-осадочную. Эффузивно-осадочная толща перми вскрыта скважиной 4-Г на Койбынской структуре, скважиной 1-Г в центральной части (Борохудар) и на юго-восточном борту прогиба скважинами 3-Г, 6-Г, 7-Г. В этой толще по литологическим признакам выделяются три горизонта: нижний – грубослоистых, тонко - и грубообломочных туфов; средний - переслаивания эффузивов и туфов тонкой слоистости с более частыми и более мощными прослоями эффузивов; верхний - слоистых туфопесчаников, залегающих с угловым несогласием на туфах.

Верхнепермские отложения по литологическому составу можно также разделить на две толщи - нижнюю и верхнюю.

Нижняя толща сложена, преимущественно, мелко-гальч-ными и разно-гальч-ными конгломератами и песчаниками, при резко подчиненных прослоях алевролитов. Мощность нижней толщи составляет порядка 180 м.

Верхняя толща, имеющая более разнообразный литологический состав, сложена хемогенно-терригенными образованиями, состоящими из песчаников, алевролитов, аргиллитов, переслаиваемых известняками, углистыми сланцами и сульфатными породами. Данная толща выделяется, как ма-лайсаринская свита и выражена, преимущественно, озерными отложениями. Суммарная мощность верхнепермских отложений сокращается по восстанию моноклинали с 330 м (в скв. 3-Г) до 170 м (в скв. 7-Г) при одновременном увеличении мощности конгломератов.

В разрезе скважины 1-П Жаркент верхнепермские отложения установлены в интервале 2683-2588 м.

Нерасчлененные толщи верхнего отдела пермской системы – нижнего отдела триасовой системы (Р₂-Т) изучены в естественных обнажениях гор Кетмень и Малайсары. Разрез отложений верхней перми и нижнего триаса вскрыт скважиной 2-Т в интервале 2849 -3154м. Они представлены слабосцементированными мелко-и средне-зернистыми, полимиктовыми, кварц-полевошпатовыми песчаниками коричневого цвета с включением гальки эффузивных пород, встречаются конгломераты и углистые сланцы. Мощность вскрытой толщи составляет 305м. В скважине 3-Г на глубине 2280-2446 м вскрыты отложения нижнего триаса, залегающие с угловым несогласием на верхнепермских.

Мезозойская группа – МЗ

Данная формация стратиграфически объединяет всю толщу триас-среднеюрских отложений. Образования сероцветной угленосной формации установлены на многочисленных естественных обнажениях склонов хребта Борохоро и северного склона хребта Кетмень. Породы сероцветной угленосной формации вскрыты также рядом скважин - профильными 119, 120, 121 и 122, глубокими нефтепоисковыми 3-Г, 6-Г, 7-Г, глубокими водяными Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 и параметрической скважиной 1-П Жаркент.

В пределах Илийского бассейна сероцветная угленосная формация характеризуется довольно ограниченным распространением. Образования серо-цветной угленосной формации максимальное

развитие получили на восточной половине Восточно-Илийского прогиба. Анализ данных сейсморазведки и бурения показывает, что к западу, толща пород сероцветной угленосной формации постепенно выклинивается. Граница ее распространения вероятнее всего проходит несколько восточнее опорной скважины Борохудзир, где в результате бурения в разрезе скважины на месте ее заложения отсутствуют породы данной формации и фундамент перекрывается песчаниками мелового возраста.

К сказанному необходимо добавить, что в южном направлении тоже происходит стратиграфическое выклинивание образований сероцветной угленосной формации. Это находит убедительное подтверждение в сокращении мощностей триасовых и юрских отложений в пределах Кетменьского хребта и хорошо просматривается на южной моноклинали Восточно-Илийского прогиба в разрезах скв. Т-1, Т-2, Т-3 и 1-П Жаркент. Напротив, в центральной части данного прогиба по материалам геофизических исследований мощности всех стратиграфических уровней, включая сюда и сероцветную угленосную формацию, резко возрастают.

Триасовая система - Т

В Илийском бассейне отложения триаса с размывом ложатся на палеозойский комплекс. По литологическому составу триасовые отложения делятся на три свиты, соответствующие нижнему, среднему и верхнему отделам: песчано-конгломератовую, алевролитоглинистую и конгломератопесчано-аргиллитовую. Скважиной 2-Т, вскрывшей полностью весь разрез, отложения песчано-конгломератовой толщи, приуроченной к нижнему триасу, вскрыты на глубине от 2622 м до 2845 м, мощность толщи 228 м, алевролитоглинистая толща среднетриасового возраста не выдержана по площади и мощность ее составляет 100 и более метров.

Конгломератопесчано-аргиллитовая толща соответствует рэтскому ярусу верхнего триаса и с размывом залегает на породах среднего триаса. Минимальная мощность толщи отмечена в скважине 3-Т равная 160 м, в скважине 1-Т мощность составляет 232 м, а в скважине 1-П отложения верхнего триаса установлены в интервале 2588-2538 м.

Юрская система – J

Отложения юры изучены по керну буровых скважин 3-Г, 6-Г, 7-Г, пройденных в юго-восточной части Восточно-Илийского прогиба и вскрывавших наиболее полный их разрез, а к западу, они постепенно выклиниваются и граница их распространения проходит в районе Борохудзирской опорной скважины. Разрез представлен породами нижней (кайрлаганская свита), средней (джаркентская свита) и условно верхней юры.

Нижний отдел (J₁ – лейас–кайрлаганская свита)

Нижнеюрская кайрлаганская свита, залегающая на размытой поверхности верхнего триаса, установлена в разрезах скв. 3-Г, 6-Г, 7-Г, Т-1, Т-2, Т-4, 1-П Жаркент и выражена в основании грубозернистыми светло-серыми, серыми и темно-серыми песчаниками, сменяющимися вверх по разрезу алевролитами и аргиллитами с пропластками бурых углей. Мощность этих отложений в скв. 3-Г достигает 308 м, а в сторону Кетменьского хребта, где отмечается его моноклиналиное погружение, мощность отложений уменьшается до 70 м.

Средний отдел (J₂ доггер-жаркентская свита)

Среднеюрская жаркентская свита со слабо выраженным угловым несогласием залегает на нижнеюрских отложениях. Мощность этой свиты достигает 227 м. Она сложена глинами с пропластками песчаников, аргиллитов и углей. Общая мощность отложений юры составляет 535 м, в скважине 3-Т на севере мощность среднеюрских отложений достигает 210 м до 240 м на юге (скв. 2-Т). В скв. 1-П Жаркент нижне-среднеюрские отложения вскрыты с глубины 2538 до 2308 м.

Характерной особенностью разреза юрских отложений является обилие в них, обугленных растительных остатков.

Верхний отдел юры - меловая система J₃ - К

К этому возрасту отнесена пачка спорадически распространенных каолинизированных глин и алевролитов розовато-белого цвета, слагающих кору выветривания, мощностью до 20 м. К верхнеюрским отложениям в разрезе скв. 1-П Жаркент условно отнесена толща осадков интервала 2308-2274 м.

Меловая система – К

На сводном стратиграфическом разрезе Илийского бассейна её отложения представлены отдельно для южного и северного бортов: на южном борту она состоит из трех пачек, а на северном борту из двух. Для обоих бортов отложения сложены красноцветными песчанистыми и сероцветными песчанистыми глинами и красноцветными конгломератами. Общая их мощность колеблется от 220 до 250 м.

Также отложения меловой системы обнажаются в предгорьях гор Ма-лайсары, Калкан, Актау, Усек, а вскрытые в разрезах скважин 2-Т, 3-Т и 1-П Жаркент расчленены и представлены нижним и верхним мелом.

Нижний отдел - К₁

Они согласно залегают на верхнеюрских отложениях. В разрезе скв. 1-П Жаркент они установлены в интервале 2160-2274 м. Литологически породы нижнего мела представлены коричневато-серыми глинистыми плохо сортированными песчаниками с прослоями песчаных глин, алевролитов и аргиллитов.

В основании разреза нижнего мела залегают слабо сцементированные разномерные гравелистые песчаники с включениями аргиллитовой гальки. Мощность отложений колеблется от 86 м (скв. 3-Т) до 117 м (скв. 2-Т). Мощность их в разрезе скважины 1-П Жаркент составляет 114 м.

Верхний отдел - К₂

К отложениям этого возраста в разрезе скв. 1-П Жаркент по материалам ГИС отнесены породы интервала 2085-2160 м, представленные грубо- и среднезернистыми кварцевыми песчаниками прослоями глинистыми, с подчиненными прослоями красноцветных глин, алевролитов и аргиллитов. В основании разреза встречаются прослои конгломератов. Мощность верхнемеловых отложений в скважине 2-Т составляет 108 м, в скважине 3-Т 85 м. В параметрической скважине 1-П Жаркент их толщины несколько меньше и не превышают 75 м.

Кайнозойская группа-KZ

Палеогеновая система - P

В Илийском бассейне кайнозойские отложения имеют широкое распространение и представлены красноцветной континентальной молассой, в состав которой включены отложения от верхнего эоцена-олигоцена до современных осадков. Совокупность всех геологических признаков позволяет разделить разрез красноцветной континентальной молассы рассматриваемого бассейна на две толщи - нижнюю и верхнюю.

К нижней молассе можно отнести отложения, датируемые эоценом - олигоценом и миоценом, характеризующие начало активных дифференцированных движений, пришедших на смену процессам нивелирования и тектонического покоя.

В стратиграфическом плане нижняя моласса включает отложения **кайчинской** и **джамбылбастауской** свит, повсеместно распространенных как в бассейне, так и вдоль его горных обрамлений. По данным бурения суммарная их мощность колеблется от 320 до 360 м.

В разрезе скв. 1-П Жаркент отложения кайчинской свиты по материалам ГИС и сопоставлению с соседними скважинами выделены в интервале глубин 1975-2085м. Они несогласно залегают на меловых породах, характеризуются довольно однородным литологическим составом и представлены красноцветными аргиллитоподобными глинами с галечными включениями и прослоями плохо отсортированных песчаников и мергелей. Мощность отложений в скважинах 2-Т и 3-Т достигает 125 м.

Толщу средне-верхнепалеогеновых образований Восточно-Илийского прогиба продолжают литолого-фациальные комплексы джамбылбастауской свиты и (**P**₃). Ее отложения в низах разреза представлены толщей разномерных песчаников и алевролитов. Вверх по разрезу они сменяются красно- и пестроцветными глинами с прослоями алевролитов и песчаников. Мощность осадков джамбылбастауской свиты в разрезе скважины 2-Т составляет 125 м, в скважине 3-Т - 114м, а в параметрической скважине 1-П Жаркент 130 м.

В опорной скважине 1-Г породы палеогена встречены в интервале глубин 2680 -2470м, мощность их составляет 210 м, а в скв. 84 (Джамбылбастауская складка) вскрывает отложения палеогена в интервале 470 -73 м.

Неогеновая система - N

Неогеновые отложения имеют широкое распространение. Они вскрываются многочисленными глубокими, структурно-поисковыми и гидрогеологическими скважинами и хорошо изучены на северном борту Илийского бассейна в горах Актау и Улькенкалкан. На подстилающих их осадках олигоцена они залегают с трансгрессивным несогласием и подразделяются согласно региональной стратиграфической шкале Казахстана на 4 свиты.

Аральская свита (чульадырская). Разрезы отложений этой свиты достаточно хорошо изучены в обнажениях гор Актау, хорошо сопоставляются с их аналогами, вскрытыми в погруженной части Илийского бассейна, что свидетельствует о выдержанности их литологического состава по площади. В Борохударской опорной скважине отложения аральской свиты, вскрыты в интервале 2100 - 2470 м. В основании горизонта залегают красно-бурые, розовые и светло-коричневые глины, чередующиеся с бледно-зелеными глинами, алевролитами и песчаниками.

Мощность толщи составляет 160 м. Разрез аральской свиты венчает толща серых и зеленовато-серых загипсованных глин, мергелей, алевролитов и песчаников мощностью 175 м. Общая мощность аральского горизонта достигает 400-500 м.

Павлодарская свита (сантамская) имеет такое же распространение, как и аральская, на которой залегает без видимого несогласия. В горах Актау она представлена полосчатой толщей переслаивания красно-бурых, красно-коричневых и зеленовато-серых глин с алевролитами.

В Борохудзирской опорной скважине павлодарская свита, вскрыта в интервалах глубин 2100-1600 м и представлена толщей от темно-коричневых до бурых глин с прослоями разномеристых песчаников, алевролитов с включениями обугленных растительных остатков. Мощность павлодарской свиты составляет в горах Актау 125 м, увеличиваясь к центральной части бассейна, где в скважине 1-Г она достигает 500 м.

По мнению геологов, в частности Цирельсона Б.С., изучавших и участвовавших в составлении стратиграфической шкалы Казахстана породы аральского и павлодарского горизонтов, это нижняя толща молассы и по возрасту соответствует миоцен-палеогену.

Илийская свита (горизонт). Стратиграфический разрез этой свиты, обнажен в северных обрамлениях бассейна, на участке Усен-Койбын, где выделяются две литологические толщи: нижняя и верхняя.

Нижняя - пестро-полосчатая сложена голубовато-светло-розовато-зеленовато-серыми известковистыми глинами, с включениями разводов гидроокислов железа и марганца.

Верхняя толща представлена желто-бурыми, голубовато-серыми и розовыми, преимущественно песчанистыми глинами, переслаивающимися с мелко-, средне- и крупно-зернистыми песками и рыхлыми песчаниками.

В Борохудзирской опорной скважине илийский горизонт вскрыт в интервале 1600-800 м и также представлен 2-мя литологическими толщами.

Нижняя толща - глины известковистые коричневые и серые, чередующиеся с алевролитами, песчаниками с прослоями обуглившейся растительности.

Верхняя толща сложена аркозовыми песчаниками и песками, переслаивающимися глинами и алевролитами. Мощность илийской свиты также увеличивается к центральным частям бассейна. Общая мощность свиты в скважине 1-Г достигает 800 м.

Хоргосская свита (горизонт) налегает несогласно на осадки илийской свиты. Стратиграфический разрез ее можно наблюдать в северной части Илийского бассейна, на междуречье Хоргос-Усек. Хоргосская свита, представлена валунно-галечными конгломератами на карбонатно-песчаном цементе, с прослоями гравелитов, песчаников и песчаных глин, общей мощностью 600 м.

В центральной части Восточно-Илийского прогиба хоргосская свита, вскрыта скважинами 2-Г (Коктал), 3-Г, где представлена толщей рыхлых кварцевых песчаников, песков, алевролитов с прослоями коричневых глин. Мощности хоргосской свиты также уменьшаются от 1500 м (скв.2-Г) во внутренних районах, до 520 м (скв.3-Г) и полностью выклиниваются на южном борту прогиба (скв.7-Г). Отложения хоргосской и илийской свит соответствуют плиоценовому (N₂) возрасту пород. Мощность всей плиоценовой пачки составляет около 2300м.

Четвертичные отложения-Q

Отложения четвертичной системы представлены в нижней и средней частях разреза конгломератами, валунно-галечниками и разномеристыми песками с редкими прослоями глин. Верхняя часть разреза мощностью до 30м представлена супесями и суглинками. Мощность отложений достигает 500м.

1.2.6.2. Тектоника

Илийский бассейн находится на южном окончании Урало-Тянь-Шаньской складчатой системы, является типичным межгорным бассейном, протягивающиеся в субширотном направлении на расстояние порядка 450км. По палеозойскому фундаменту образованию бассейна разбиты многочисленными разломами различной ориентировки - от субширотной до меридиональной.

Фундамент погружается с запада на восток от выходов на дневную поверхность до глубин более 5 км на крайнем северо-востоке, разломами разбит на ряд разноуровневых блоков горсто- и грабенообразного характера. На западе фундамент перекрыт чехлом кайнозойских отложений, а на востоке - в разрезе появляются верхне-палеозойские и мезозойские образования.

Восточная часть бассейна ограничивается Казахско-Китайской границей, а геологически она соединяется с Джунгарским нефтегазоносным бассейном Китая. С южной части он ограничивается через Северо-Кетменьский разлом Кетменьским синклиниом.

С севера Восточно-Илийский бассейн ограничен Жунгарским антиклинорием.

С востока на запад Илийский бассейн подразделен на четыре элемента второго порядка: Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб, Богутинская седловина, Западно-Илийский (Алматинский) прогиб и Копинский грабен. В свою очередь, эти элементы подразделены на элементы третьего порядка, отличающиеся геологическим строением и тектоническими особенностями.

В целом, Илийский бассейн характеризуется горст-грабенообразным строением, которое четко прослеживаются с запада на восток. В Западной части располагается Копинский грабен, с поверхностью залегания фундамента (верхнего палеозоя) на глубине до 400м с уклоном на восток, далее следует Западно-Илийский (Алматинский) прогиб с приподнятым западным бортом и опущенным восточным до -1000м и более. Северный борт этого прогиба несколько приподнят, а южный – опущен от -800м до -2200м. К востоку расположена Богутинская седловина, которая в целом приподнята как горст с западного борта и также опущена со стороны восточного борта в зоне Чилик-Кеменского разлома. В свою очередь Богутинская седловина рассечена разломами на горст и грабены, именуемые Кату-Тауский горст, Южно-Жунгарская и Алтын-Эмельская моноклинали.

Далее эту цепочку крупных геоструктур продолжает Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб. Его предваряет грабень-синклиналь, расположенная восточнее Богутинской седловины. Она характеризуется сложным строением – приподнятым южным и опущенным северным бортами и относительно опущенным западным бортом по Чилик - Кеменскому разлому и северо-восточнее по Актау-Хоргосскому.

В свою очередь, Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб тоже имеет горст-грабеновое строение. Его южный борт приподнят как горст, а Коктальская мульда – как грабен резко полосообразно опущена до отметки 5000м и далее к северу расположен горст, полосой параллельно протягивающийся к Коктальской мульде – грабену, характеризующемуся отметками залегания кровли палеозоя до - 4250м. От глубины -3500м этот горст несколько приподнят с северной стороны.

Восточно-Илийский (Жаркентский прогиб) представляет собой ассиметричную отрицательную структуру с взбросово-надвиговым строением на севере в зоне Южно-Джунгарского разлома. Здесь необходимо отметить, что северная и южная части прогиба залегают моноκлиально.

С юга данный прогиб отделен от Кетменьского синклинория Северо-Кетменьским разломом, с запада Чилик-Кеменским разломом, а с севера Южно-Джунгарским разломом от Джунгарского антиклинория.

С юга на север Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб расчленен на три элемента низшего порядка: Северо-Кетменьская моноκлиаль, Коктальская мульда и Педжимская мульда.

Северо-Кетменьская моноκлиаль наиболее крупная структура Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба с выходом палеозойских отложений на юге и постепенным их погружением к центру прогиба к Коктальской и Педжимской мульдам, где глубина залегания фундамента составляет более 5000 м. Территория Северо-Кетменьской моноκлиали охватывает около 70-75% территории Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба и необходимо этот район называть перспективным на нефть и газ, так как северное окончание границы с Коктальской мульдой лежит на глубине 4500м. Естественно опускание на такую глубину осадочных образований обогащенных органическим веществом, будет способствовать генерации углеводородов.

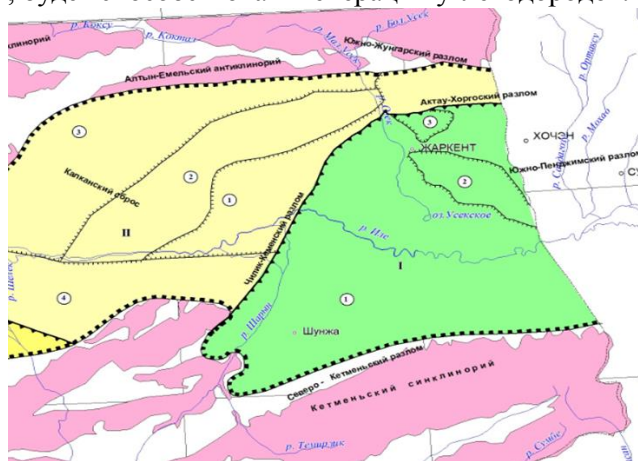


Рисунок 5. Тектоническая схема

1-Северо-Кетменьская моноκлиаль, 2-Коктальская мульда,
3- Педжимская мульда

Коктальская мульда по размерам в 4 раза уступает Северо-Кетменьской моноклинали. Вместе с тем эта корытообразная котловина с тремя более опущенными участками может являться очагом для генерации углеводородов, которые затем мигрировали в наиболее приподнятые участки, заполняя все ловушки на пути своего движения. На половину до центральной части с востока мульда прорезается Южно-Педжимским разломом, но пока плохо изучено её геологическое строение и о роли воздействия данного разлома в настоящее время нельзя судить однозначно.

Педжимская мульда расположена севернее Коктальской и на севере большей частью ограничена Актау-Хоргосским разломом. По размерам она самая маленькая. Между Коктальской и Педжимской мульд с восточной стороны оконтурено несколько антиклинальных структур, перспективных на обнаружение углеводородов.

К северу от Педжимской мульды картируется трапецеобразная по форме моноклираль, наклоненная в сторону Педжимской мульды с некоторым приподнятым участком в центральной её части.

Богутинская седловина разделяет Восточно-Илийский (Жаркентский) и Западно-Илийский (Алматинский) прогибы и является относительно приподнятым участком фундамента.

Эта седловина разделена на четыре элемента более низкого порядка: Южно-Жунгарская моноклираль, Кату-Тауский горст, Алтын-Емельская моноклираль и Чиликская моноклираль.

Все эти элементы стыкуются между собой глубинными разломами, и имеют неправильные формы, образованными секущими их разломами северо-западного и юго-восточного направлений. Глубина залегания отложений фундамента здесь варьирует от нуля до отметки - 1200м.

Кату-Тауский горст. Эту структуру необходимо считать отрогами Алтын-Эмельского антиклинория. Его простирание юго-восточное, а палеозойские отложения на большей территории Кату-Тауского горста выведены на дневную поверхность. В отношении нефтегазоносности площадь данного горста вероятнее всего следует относить к категории малосперспективных.

Далее к северу установлен ещё один грабен – Педжимская мульда с глубинами залегания образований фундамента более - 4000м. Данная мульда примыкает к Актау-Хоргосскому разлому, протягиваясь вдоль него.

Данная грабен-мульда на севере ограничивается следующим горстом, располагающимся за Актау-Хоргосским разломом. Отметками залегания кровли его фундамента от нуля до -1000м, сводовая часть данного горста залегает моноклиально без каких-либо осложнений структурными элементами.

Анализ пространственного размещения тектонических элементов данного региона позволяет констатировать, что фундамент Илийского бассейна характеризуется блоковым строением. Его формирование обусловлено сочетанием систем крупных и мелких разломов. В целом фундамент данного бассейна представлен эффузивными образованиями ниже – среднекаменноугольного возраста. Широтные и субмеридиональные разломы, осложняющие северный и южный борты Илийского бассейна, а также разделяющие прогибы, мульды и моноклинали имели особое значение при формировании бассейна, а в позднепалеозойское и мезозойское время, совместно с более мелкими разломами контролировали общий процесс осадконакопления.

В **Восточно-Илийском (Жаркентском)** прогибе на фоне общего погружения пород выделяются Коктальская и Педжимская мульды с глубиной залегания образований фундамента около 5 км.

Крупное Педжимское поднятие, располагающееся между Коктальской и Педжимской мульдами, ограничено тектоническими нарушениями субширотного направления. Оно разбито меридиональными оперяющими нарушениями, образующими грабен в районе скважины 7-Т. Размеры последнего по изогипсе минус 3400м равно 14х5км при амплитуде 800м.

Педжимская структура в пределах данного прогиба по изогипсе минус 2750м, имеет размеры 3,5х1,3 км и амплитуду 150м. С юга и севера данное поднятие ограничено субширотными разломами.

На Усекской моноклинали к югу от Северо-Кетменьского разлома наблюдаются пологое вздымание кровли палеозоя. На Усекской площади отложения палеозоя вскрыты пробуренными скважинами на глубине 2650м, в скв. 3-Т на минус 3251м, в скв. 1-Т на минус 3000м, в скв. 2-Т на минус 2819м. Здесь также широко развиты отложения триаса, юры, мела, палеогена и неоген+четвертичные.

Скважины 1-ТП и 2-ТП пробурены ближе к Чилик-Кеменскому разлому, где палеозойские отложения вскрываются на глубинах 2910 и 2800м соответственно, а мощность верхнемеловых отложений в их разрезах составляет 82 и 130м. Нижнемеловые породы здесь отсутствуют и верхнемеловые сразу, соответственно, залегают на палеозойских образованиях.

В разрезах скв. 3-Г, 6-Г и 7-Г возрастает мощность палеоген-неогеновых отложений, и появляются пермско – триас - юрские отложения, обогащенные органикой, отсутствующие в разрезах скв. 1-Г и 2-ТП, что подтверждает связь этой части Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба с Жунгарским нефтегазоносным бассейном Китая.

С юга на север Кетменьского синклиналии постепенно возрастает мощность неогеновых отложений, достигающие максимума в центральной части Коктальской мульды (скв. 9-Т) и фактически составляющие 4000м. Это характерно для многих регионов Туранской плиты (Ферганский и Сурхандарьинский межгорные бассейны). В Илийском бассейне данный процесс берет начало с палеогенового времени, так как скв. 5-Т и 9-Т имеют относительно большие мощности палеогеновых образований. Если в разрезах скв. 5-Т и 9-Т толщина палеогена составляет 700м, а по бортам бассейна они уменьшаются до 200-350м.

Согласно, материалам исследований притоков вод из разрезов глубоких скважин южной части Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба (скв. 7-Г, 6-Г, 3-Г, 1-П, ТП-2, ТП-1, Г-2, 9-Т), пластовые воды пермо-триасовых и юрско-меловых отложений характеризуются небольшой минерализацией и гидрокарбонатно-натриевым составом, что говорит о промытости этих отложений.

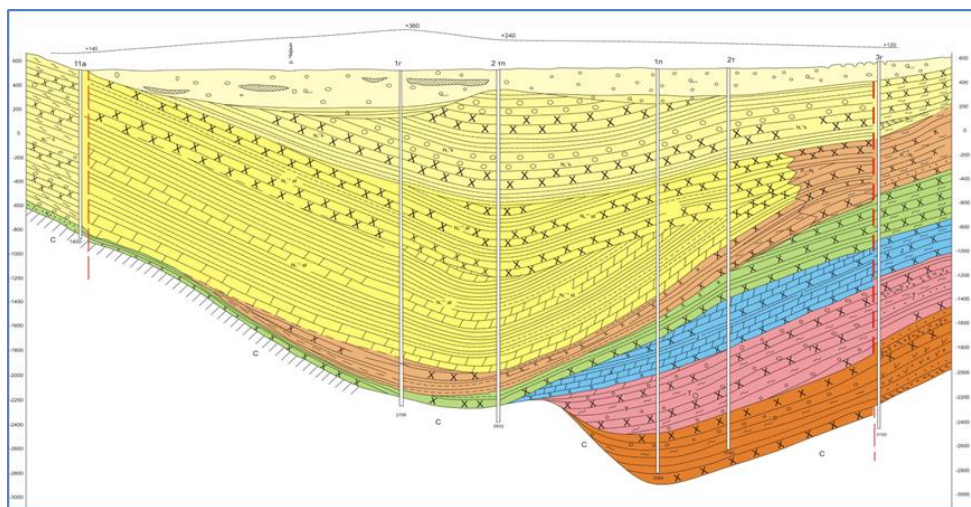


Рисунок 6. Геологический профиль через скважины 11а-1Г-2ТП-1П-2Т-3Г

ТОО «Еркин Ойл» в 2008 году в результате интерпретации сейсмических данных 2Д Жаркентского прогиба выполнено построение структурных карт по целевым отражающим горизонтам осадочной толщи, но необходимо отметить, что эти карты охватывают не всю исследуемую территорию и требуют уточнения:

- **I** отражающий горизонт (подошва плиоцена -N2)
- **II** отражающий горизонт (подошва миоцен-палеогена N1 -Pg)
- **III** горизонт (подошва меловых отложений)
- **IV** отражающий горизонт (подошва юрских отложений)
- **V** отражающий горизонт (кровля палеозоя)

Учитывая различие поверхностных и глубинных сейсмогеологических условий, неоднородность физических свойств пород, слагающих геологический разрез, было выделено три участка - на юге Усек, на севере Педжим и на западе – Айдарлы, развитие которых повлияло на формирование участка исследований. В результате проведенной интерпретации построены структурные карты по I, II, III, IV и V отражающим горизонтам в масштабе 1:100 000.

На структурной карте по I отражающему горизонту (подошва плиоценовых отложений) в северо-восточной части прогиба севернее от контрактной территории отмечается крупная антиклинальная структура Педжимская, на юге Усекская моноклираль и на западе структура Айдарлы.

Педжимская антиклиналь изучена сейсмическими профилями 64, 65,66, 67, 68, 79, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 61, 21, 22 и профилем №69, который протрассирован с юга (Усекское поднятие) на север. Данное поднятие вытянуто в широтном направлении с запада на восток, и ограничено с севера и юга разрывными нарушениями. Это крупная субширотного простирания структура на западе ограничена изогипсой минус 2500м. Её размеры достигают 15х 5.0 км, амплитуда 600м, а площадь 75 кв.км. Оперяющим Актау-Хоргосский разлом малоамплитудным нарушением меридионального направления структура разбита на два блока. В западной периклинальной части структуры

пробурены скважины 4-Т и 7-Т, которые вскрыли отложения плиоцена соответственно на глубинах минус 2160 м и 2050 м. Структура восточной периклиналью уходит в КНР.

В южном направлении от Педжимской структуры происходит погружение осадочного чехла (Панфиловская мульда) и отложения плиоцена в центре мульды залегают на отметке минус 3600 м.

Усекская моноклираль изучена сейсмическими профилями № 07_2, 07_1, 05а,05,01,02,03, 14,15,16 и профилем № 146, который трассирован через весь бассейн с юго-востока на северо-запад через скважины 1-Т-3-Т-1-Г. К крайнему юго-востоку происходит воздымание осадочного чехла (хр. Кетмень) и отложения плиоцена, по результатам пробуренных скважин 1-Г, 3-Т,1-Т,2-Т залегают на глубинах отминус1996 м до минус 1413 м и далее к югу на глубине минус 1100 м.

Айдарлинская структура изучена сетью профилей №72,3253,134,126,135 78, 20, 3282, 2282 и разбита на блоки параллельными тектоническими нарушениями. Отложения плиоцена здесь залегают на глубине минус 1900 м. На юго-восток от структуры Айдарлы пробурена глубокая скважина 1-Г, в разрезе которой отложения плиоцена вскрыты на глубине минус 2460м. К сожалению, из-за редкой сети профилей и невозможности получения информации в западном направлении, из-за гор Айдарлы, структура Айдарлы имеет незамкнутую изолиниями по I, II горизонту форму и оконтурены только по V горизонту по изогипсе минус 2450 метров в виде овального поднятия амплитудой 100 метров и площадью 6,25 квадратных километров.

На структурной карте по II отражающему горизонту, (подошва миоцен-палеогена) отмечается повторение геологического строения и унаследованный характер залегания пород.

Педжимская структура изучена сетью профилей, вытянута в широтном направлении и ограничена с севера и с юга разрывными нарушениями, размеры ее достигают 5.0 x14 км, а площадь 70 кв.км. при амплитуде700 м. На западной периклинали структуры пробурены две скважины 4-Т и 7-Т, которые вскрыли породы миоцен-палеогена соответственно на глубинах минус 2321 м и 2220 м. Полусвод структуры оконтуривается замкнутой изогипсой минус 2000 м, общая её площадь оценена по изогипсе минус 2100 м, по которой она составляет 7.0 кв.км, при амплитуде100 м и размерах 3.8 x 2.0 км.

В южном направлении от Педжимской структуры происходит погружение осадочного чехла (Панфиловская мульда) и миоцен-палеогеновые отложения в мульде залегают на отметке минус 3850 м по замкнутой изогипсе, а на крайнем юге Восточно-Илийского прогиба происходит подъем фундамента до глубины минус 1250м.

Усекская моноклираль изучено сетью пересекающихся сейсмических профилей, а профиль № 146 пересекает весьпрогиб с юго-востока на северо-запад, проходя через скважины 1-Т-3-Т-1-Г. К крайнему юго-востоку происходит воздымание осадочного чехла (хр. Кетмень) и отложения миоцен-палеогена по результатам пробуренных скважин 1-П, 3-Т,1-Т,2-Т залегают на глубинах отминус2055 м до минус 1650 м.

Айдарлинская структура изучена сетью профилей №72, 3253, 134,126, 135, 78,20, 3282,2282 и разбита параллельными тектоническими нарушениями субширотного направления. По редкой сети профилей на северо-западе изогипсой минус 2300м оконтуривается малоамплитудное поднятие площадью 3 кв.км. Отложения миоцена-палеогена здесь залегают на глубине минус 2300 м. На юго-восток от структуры Айдарлы пробурена глубокая скважина 1-Г, в разрезе которой отложения миоцен-палеогена вскрыты на глубине минус 2720 м.

На структурной карте по III отражающему горизонту (подошва меловых отложений) в северо-восточной части прогиба отмечается антиклинальная структура Педжимская, а на юге Усекская моноклираль.

Педжимская структура изучена сейсмическими профилями 64, 65, 66, 67, 68, 79, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 61, 21, 22 и профилем №69, который направлен с юга (Усекское поднятие) на север. Она вытянута в широтном направлении,с севера и юга ограничена разрывными нарушениями, размеры ее по изогипсе минус 2650 м составляют 15x5 км, общая площадь 75 кв.км, а амплитуда450 м. Полусвод структуры оконтуривается изогипсой минус 2150 м, а все поднятия изогипсой минус 2300 м, её амплитуда 150 м, размеры 3.6x 2.5км, аплощадь 8.0 кв.км. На периклинали структуры пробурены скважины 4-Т и 7-Т, которые вскрыли отложения мела соответственно на глубинах минус 2500 м и 2320 м.

К югу от Педжимской структуры наблюдается погружение осадочного комплекса (Панфиловская мульда) и отложения мела залегают на глубине минус 4050 м.

Согласно данной структурной карте выклинивание меловых отложений начинается на севере с точки пересечения профилей 15 и 62 и заканчивается на юге в районе начальных пикетов профиля 7 и далее на запад на контрактной площади отложения мела отсутствуют.

Усекская моноклинал изучена сейсмическими профилями №07-2,07-1, 05а,05,01,02,03,14,15,16 и профилем № 146, который проложен через весь прогиб с юго-востока на северо-запад через скважины 1-Т-3-Т-1-Г. К крайнему юго-востоку происходит воздымание осадочного чехла (хр. Кетмень) и отложения плиоцена по результатам пробуренных скважин 1-П, 3-Т, 1-Т, 2-Т залегают на глубинах отминус2247 м до минус 1550 м.

На структурной карте по III отражающему горизонту отмечается, что меловые отложения распространены лишь в северо-восточной части Восточно-Илийского прогиба, далее уходят за границы РК.

На структурной карте по IV отражающему горизонту (подошва юрских отложений) в северо-восточной части прогиба отмечается крупная антиклинальная структура Педжимская, на юге Усекская моноклинал (граф.прил. 3).

Педжимская структура изучена сетью сейсмических профилей, а профиль №69 проходит с юга (Усекское поднятие) на север. Она вытянута в широтном направлении с запада на восток, ограничена с севера и с юга разрывными нарушениями. По изогипсе минус 3100 м размеры ее составляют 14,0 x 5,0 км, при общей площади 70 кв.км, и амплитуде 750 м. Полусвод структуры оконтуривается замкнутой изогипсой минус 2350м, а всёподнятие – изогипсой минус 2550 м, её амплитуда 200м, а размеры ее 5,8 x 2,5 км. На периклинали структуры пробурены скважины 4-Т и 7-Т, которые вскрыли породы юры соответственно на глубинах минус 2789 м и 2630 м.

Южнее Педжимской структуры происходит погружение осадочного комплекса пород в Панфиловскую мульду, оконтуренную изогипсой минус 4450 м. Мощность юрских отложений от Педжимского разлома уменьшается в южном направлении к осевой зоне прогиба.

В пределах **Усекской моноклинали** юрские отложения имеют большую площадь распространения, чем отложения мела и залегают на глубине минус 2510м по скважине 1-П, по скважине 3-Т -2805м изучена сейсмическими профилями №07-2,07-1, 05а, 05, 01, 02, 03, 15, 16 и профилем № 14, который проходит через весь прогиб с юго-востока на северо-запад через скважины 1-Т, 3-Т, 1-Г, 2-Г, в разрезе которых юрские отложения вскрыты на глубинах минус 2805 м в скв.3-Т, минус 2640м в скв.1-Т, 3920 м в скв. 2-Г. В западной части исследуемой площади происходит выклинивание юрских отложений ориентировочно по профилям 129, 13 и на пересечении профилей 09 и 4214.

На структурной карте по V отражающему горизонту (кровля палеозоя) на севере Восточно-Илийского прогиба вырисовывается крупное Педжимское поднятие, заключенное между тектоническими нарушениями субширотного направления, разбитое меридиональными оперяющими нарушениями, образующими грабен в районе скважины 7-Т. Размеры его по изогипсе минус 3400 м равны 14,0 x 5,0 км, при амплитуде 800 м и площади 70 кв.км. (граф.прил. 4).

Педжимское поднятие оконтурено замкнутой изогипсой минус 2750 м. По изогипсе -2600 м, размеры его свода составляют 3,5x 1,3 км, амплитуда 150м, а площадь 4,75 кв.км. На северо-востоке примыкает она к Джунгарскому разлому. С юга структура ограничена широтным Актау-Хоргосским разломом, к северу от которого распространяются оперяющиеся разломы, образующие грабен в районе скв.7-Т. В южной переходной части также вырисовывается Панфиловская мульда, оконтуренная изогипсой минус 4850 м.

На **Усекской моноклинали** наблюдается пологое воздымание кровли палеозоя в направлении Кетменьского хребта. На Усекской площади отложения палеозоя вскрыты скважинами: 1-П на глубине минус 2650 м, 3-Т минус 3251 м, 1-Т минус 3000 м, 2-Т -2819 м.

В центре южной части площади в начале профиля 22 прослеживаются тектонические нарушения, образующие горст, простирающийся с юга-запада на северо-восток.

В западной части структурной карты по V отражающему горизонту в районе гор **Айдарлы** наблюдается серия тектонических нарушений, образующие грабен субширотного направления, к северу от которого расположено структурное поднятие Айдарлы, оконтуренное изогипсой минус 2450м, а его свод – изогипсой минус 2350м по которой его размеры составляют 3,0x3,0км, амплитуда 100м, а площадь 6,25 кв.км. С юга ограничено тектоническим нарушением. В геологическом отношении структура представляет интерес как антиклинальное поднятие, но требует проведения дополнительных работ, так как изучена редкой сетью сейсмических профилей.

В западной, северной и южных частях структурной карты по отражающему горизонту внутри палеозоя наблюдается серия тектонических нарушений (граф.прил 5). В разрезах скв. 3-Г, 6-Г и 7-Г появляются палеозойские отложения, обогащенные органикой, отсутствующие в разрезах скв. 1-Г и 2-ТП, что подтверждает связь этой части Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба с Джунгарским нефтегазоносным бассейном Китая.

По особенностям геологического строения и развития Илийский бассейн аналогичен Жунгарскому, где промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях юры, палеогена и неогена. Оба бассейна расположены к северу и к югу от складчатых сооружений Восточного Тянь-Шаня, контактирующих с впадинами по системе разрывных нарушений субширотной ориентировки. Эти разломы обуславливают резко асимметричный профиль бассейна со смещением зон максимального осадконакопления в Восточно-Илийском (Панфиловском) прогибе к северу, а в Жунгарском бассейне к югу. Сопоставление верхнетриасовых и юрских отложений обоих бассейнов в совокупности с данными структурного плана выявляет близкое сходство в литологии и стратиграфии этих образований, позволяющие судить о существовании единого юрского бассейна осадконакопления. Формирование единой структуры обусловило накопление примерно одинаковых литолого-стратиграфических комплексов с изменением мощности от 5200 м в Илийском до 8000 м в Жунгарском бассейне.

Сопоставление стратиграфических колонок также подчеркивает идентичность фациального и литологического состава пород. В составе мезойских и кайнозойских отложений Жунгарского бассейна развиты преимущественно озерные песчано-глинистые образования с включениями отдельных горизонтов бурого угля в триасе и юре.

Надо отметить, что по территории исследований нет кондиционных структурных карт по перспективным горизонтам, что затрудняет эффективную разведку участка.

1.2.6.3. Нефтегазоносность

Краткая характеристика нефтеперспективного разреза

Наиболее актуальным вопросом является определение перспектив нефтегазоносности Жаркентской депрессии, проходили ли в ней достаточно интенсивные процессы нефтеобразования, способные привести к созданию промышленных скоплений углеводородов.

Исследования битуминозности пород люминисцентно-битуминологическим методом показали, что относительно повышенной битуминонасыщенностью обладают пермские отложения. Так, в пермских алевролитах скв. 3-Г выявлен битум «А» в количестве 0,19-0,39 %. В триасовых отложениях отмечено содержание битума до 0,01 %. Вышеуказанные толщи по своему литолого-фациальному облику и геохимическим показателям могут быть оценены газопроводящими.

Газопроявления установлены как на поверхности в родниках (Чунджинско-Дубунские), так и в разрезах скважин. В палеозойском комплексе газопроявления отмечались при вскрытии скважинами отложений перми (скв. 3-Г и 7-Г), где было разбурено несколько песчаных коллекторов мощностью от 1,5-2,5 м до 10-15 м. Из пермских горизонтов был получен перелив сильно разгазированной солёной воды с дебитом 0,4-32 м³/сут с газовым фактором до 18 м³/м³, относящейся к хлор-кальциевому типу с минерализацией 8,5-21 г/л и значительной примесью микрокомпонентов: йода 12 мг/л, брома 50 мг/л, бора 12 мг/л. Растворённый газ имеет состав в объёмных процентах: N₂ - 68,0-72,7 %; CH₄ - 14,0-24,0 %; He - 0,89 %; Ar - 0,4 %; H₂ - 12,8 %; H₂S - 1 %. В основном газ азотный с содержанием метана, гелия, аргона и водорода. По данным газового каротажа есть маломощные пласты до 1,5 м, насыщенные горючим газом. Газопоказания по сумме горючих газов составили от 2 до 5 % на фоне близком к нулю.

Триас-юрские отложения слагают толщу, которая в гидрогеологическом отношении представляет зону активного водообмена. Воды сульфатно-натриевые с минерализацией до 0,4 г/л. Растворённые газы, в основном азотного состава, несут лишь следы гелия. По газовому каротажу проявления горючих газов отмечены в интервалах развития угольных пластов, где сумма горючих составляет 0,1-0,4 % (в газовой-воздушной смеси), а в скв. 6-Г (инт. 1390-1440 м) в алевролитово-аргиллитовой толще верхнего триаса - 0,2-5,0 %.

В восточной части северного борта в отложениях, отнесённых к мелу, высокими газопоказаниями (3,0-7,0 %) отмечен интервал 2260-2275 м в разрезе скважины 5-Г (Бестюбинская). Литологически, разрез представлен аргиллитами с прослоями средне-крупно-зернистых песчаников, характеризующихся открытой пористостью 12,6 %. Объект не опробовался.

Многочисленные газопроявления из кайнозойских отложений отмечены на ряде структур северного борта. На структуре Актау кратковременный выброс горючего газа наблюдался в одной из скважин при разбуривании песчаников олигоцена.

Проявления азотно-гелиевых газов с содержанием гелия от 1 до 6 % отмечены в палеогеновых и миоценовых отложениях. Изучение гидрогеологической обстановки и химического состава вод приводит к выводу, что высокая гелиенасыщенность обусловлена здесь разгрузкой глубинных растворов через тектонические нарушения. Выделенные объекты почти не дали притоков при

опробовании либо дали слабые притоки пластовой воды. В составе растворённых газов обнаружено N_2 - 74 %; CH_4 -14 %.

Из отложений неогена поверхностных газопроявлений и повышенных показаний по их газовому каротажу в процессе бурения скважин не отмечено.

Мезозойские отложения характеризуются наиболее высокими коллекторскими свойствами во всём изучаемом разрезе. В нижнетриасовой толще природные резервуары составляют 60 % от её объёма. Преимущественно это мелкозернистые песчаники с открытой пористостью 18 - 23 %, карбонатностью 2 - 14 % и газопроницаемостью 8 - 45 мДарси.

В юрских отложениях коллекторские горизонты составляют до 70 % объёма разреза. Коллекторы характеризуются открытой пористостью 20 - 26 % и высокой проницаемостью. Дебит вод (скв. 3-Г и 6-Г) 1500 м³/сут и 4000 м³/сут (скв. 1-Г).

В кайнозойских отложениях коллекторские горизонты выявлены во всех стратиграфических подразделениях. Наиболее мощное развитие они получили в неогене, где составляют 40% от объёма толщи. Коэффициент пористости в среднем составляет 10 - 22 % и карбонатность 3 - 30 %. По данным электрокаротажа и опробования проницаемость коллекторов хорошая или удовлетворительная.

Флюидоупорами в перспективном разрезе являются: хемогенно терригенная (карбонатно-алевролитово-аргиллитовая) толща верхней перми; алевролитово- аргиллитовая верхнего триаса и, повсеместно развитая, глинистая толща миоцена. Кроме того, во внутренних зонах прогиба по данным бурения установлено увеличение глинистости верхней части среднеюрского разреза. В нижнем - среднем миоцене относительно мощные прослои и пачки глинистых пород развиты в верхней части разреза, но они содержат значительную примесь песчаного материала.

Суммируя вышеизложенные данные, можно предположить, что Жаркентский прогиб может быть выделен как возможно газоносный бассейн, на что указывает отсутствие прямых признаков нефти и низкое содержание или практически полное отсутствие гомологов метана в составе газов. Газопродуцирующими толщами разреза могут быть осадочные пермские и триас-юрские отложения. Главным источником углеводородных газов, по-видимому, является мощная юрская угленосная формация.

В настоящее время установлена роль угленосных формаций в газогенерации и приуроченности к ним крупнейших газовых месторождений мира (Североморская провинция, Днепровско-Донецкая впадина, межгорные бассейны Скалистых гор). Следует отметить, что в соседней Джунгарской депрессии промышленная нефтеносность установлена на структурах (Карамай, Тумандзы, Чийгу) в отложениях угленосной юры и нижнего мела, которые рассматриваются как нефтепроизводящие.

Исходя из распределения в вертикальном разрезе флюидоупоров и коллекторов возможно наличие газопродуцирующих толщ, а также учитывая химический состав газов в пределах Восточно-Илийского прогиба, выделяется два перспективных комплекса: верхнепалеозойско-нижнетриасовый и мезозой-кайнозойский. Основным газопором для первого комплекса является хемогенно-терригенная толща верхней перми, а для второго региональной покрывкой служит глинистая толща миоцена.

Нефтегазопроявления и признаки нефтегазоносности

Перспективы нефтегазоносности Илийского бассейна связываются с осадочными отложениями верхнего палеозоя и мезозойским комплексом пород. При оценке перспектив нефтегазоносности использовались материалы глубокого бурения, газового каротажа, а также данные анализа химического и газового состава подземных вод.

Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб обладает общими чертами тектонического строения и стратиграфии с Жунгарским нефтегазоносным бассейном, который на территории Китая является продуктивным. Необходимо отметить, что в Жунгарской депрессии промышленная нефтеносность установлена на структурах Карамай, Тушандзы, Чийгу и ряда других в отложениях угленосной юры и нижнего мела.

Поверхностных нефтепроявлений на казахстанской территории данного бассейна не установлено. В районе Кульджи И.В. Мушкетов отмечал нефтепроявления в юрских отложениях в обрывах ручья Майлису (масляная вода). Вдоль Чунджинско-Кайралганской зоны разломов известны газифирующие азотно-гелиевые водные источники.

Из анализа прямых и косвенных признаков нефтегазоносности (битуминозность и газопроявления) можно отметить, что Восточно-Илийский прогиб следует выделить как нефтегазоносный и газоносный. Газонасыщенными и нефтенасыщенными толщами разреза могут быть осадочные пермские и триас-юрские отложения, а основным источником газов является

мощная юрская угленосная формация. Газопроявления и нефтепроявления установлены как на поверхности в родниках, так и в разрезах глубоких скважин.

В палеозойском комплексе пород газопроявления отмечались в скв. 3-Г из эффузивно-осадочной толщи перми, где вскрытая мощность пласта-коллектора составляла 10м. Судя по шламу, коллекторы представлены полимиктовыми песчаниками и конгломератами. При опробовании интервалов 2992-2977 м и 2971-2969м из пермских горизонтов был получен перелив сильно разгазированной соленой воды дебитом 32 м³/сут, с газовым фактором около 18 м³/ м³. Газ по составу азотный с содержанием гелия – 2,5 %, метана -0,15%, тяжелых углеводородов – 0,03%, углекислого газа - 2%. По-видимому, в эффузивно-осадочной толще перми могут быть встречены залежи азотно-гелиевого газа с более высоким содержанием углеводородов, так как в пробе газа, отобранной в процессе бурения из скважины 3-Г из глинистого раствора при прохождении глубины 3077м сумма горючих газов достигала 5,1 %. В толще слоистых песчаников нижней перми (скв. 3-Г) высокими показателями газового каротажа были отмечены интервалы 2880-2867м и 2842-2770м.

Верхнепермская хемогенно-терригенная толща опробовалась в скв. 7-Г в интервале 2208-2231м. Здесь получен самоизлив горько-соленой воды дебитом 400 л/сут, с газовым фактором 0,06 м³. По газовому каротажу проявления горючих газов отмечены в интервалах развития угольных пластов, где сумма горючих компонентов составляет 0,1-0,4% (в газовой-воздушной смеси), а в скв.6-Г в интервале 1390-1440м в алевролитово-аргиллитовой толще верхнего триаса сумма горючих компонентов составляет от 0,2 до 5 %.

В отложениях мела на северо-востоке северного борта прогиба высокими газопоказаниями 3-7 % отмечен интервал 2260-2275 м в разрезе скв. 5-Г на Бестюбинской структуре. Литологически указанный интервал представлен аргиллитами с тонкими прослойками песчаников, характеризующихся открытой пористостью 12,6 %. В процессе бурения при вскрытии этих песчаников наблюдалась дегазация глинистого раствора. Суммарное содержание горючих газов в пробах, отобранных из глинистого раствора с глубин 2263 м и 2272 м, соответственно составляло 63% и 23%.

Интересные данные о нефтегазоносности получены из палеогеновых отложений, вскрытых глубокими и структурными скважинами на северном борту Илийского бассейна. Газопроявления из неогеновых отложений наблюдались при бурении структурных скважин в Восточно-Илийском (Жаркентском) прогибе. Так, на Койбынской структуре расположенной в северо-западной части прогиба, в скважине К-55 с глубины 320-420 м отмечалось слабое выделение газа, который при поджигании горел бесцветным пламенем. Аналогичные газопроявления отмечались также при бурении мелких скважин на Актауской структуре. В скважине 5-Г при проходке интервала 2260-2270м газопроявления фиксировались разгазированием глинистого раствора и аномальными показаниями газового каротажа. Аномалия приурочена здесь к прослоям средне-крупнозернистых песчаников, залегающих в монотонной пачке известковистых аргиллитов буровато-красного цвета, обладающих пористостью до 12,7%. Суммарное содержание горючих компонентов по данным газового каротажа составляет 3-7%, содержание углеводородов в глинистом растворе составляет от 23 до 63%.

На Джамбылбастауской структуре газопроявления установлены в скважинах № 73, 78, 90, при испытании которых получены притоки минерализованной воды хлор-кальциевого типа с газом при газовом факторе 1,5-2 м³ на 1м³ воды.

На Хоргосской структуре в разрезе скв. 96 при проходке плохо отсортированных глинистых песчаников, в интервале глубин 300-417м имело место интенсивное газопроявление, четко выраженное на газокаротажной диаграмме. При испытании получен слабый приток сильно разгазированной воды гидрокарбонатно-натриевого типа. Газ содержал от 40 - 70% горючих углеводородов, в том числе 14.2% метана-этана и 0.6% тяжелых углеводородов.

Из мезозойских отложений наибольший интерес представляют триасовые и юрские образования. Полная мощность их вскрыта глубокими скв. 3-Г, 6-Г 7-Г. При вскрытии ими рассматриваемых пород наблюдались интенсивные газопроявления, выражающиеся разгазированием глинистого раствора и аномалиями газокаротажа.

В скв. 6-Г газопроявление приурочено к горизонту светло-серых мелкозернистых песчаников и к пласту угля (инт.1015-1023 м). Суммарное содержание горючих компонентов составило 3.5%. Газы, полученные в скважинах Восточно-Илийского прогиба, по составу являются азотно-гелиевыми, с небольшим содержанием метана.

Многочисленные газопроявления из кайнозойских отложений отмечены на ряде структур северного борта. На структуре Актау кратковременный выброс горючего газа наблюдался при проходке песчаной пачки олигоцена. Коллекторские свойства возможных нефтегазоносных толщ

можно охарактеризовать, как хорошие. В эффузивно-терригенной толще перми относительно хорошими коллекторскими свойствами обладают пласты туфопесчаников (скв.4-Г Койбын, 3-Г). Коллекторские горизонты доминируют в разрезе толщи и суммарная их мощность может составлять несколько сот метров. По результатам опробования улучшение коллекторских свойств пород происходит в направлении центральных зон Восточно-Илийского прогиба (от скв. 6-Г к скв.3-Г).

Тем не менее, учитывая термо-гидродинамический режим, в Восточно-Илийском (Жаркентском) прогибе могут быть выделены два возможно нефтегазоносных суббассейна: с учетом согласного залегания толщ соответствующих стратиграфических подразделений - верхнепалеозойский и мезозой-кайнозойский нефтегазоносные комплексы. Первый из них характеризуется ограниченным распространением и развит только в пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба и южной моноклиальной зоны. Мощность его может достигать 2000м. В составе отложений возможно нефтегазоматеринскими толщами являются пермская прибрежно-морская эффузивно-терригенная и юрская угленосная песчано-глинистая формации. По-видимому, они находятся в наиболее благоприятной для нефтегазообразования термодинамической обстановке. Основным флюидоупором для первого комплекса является хемогенно-терригенная толща верхней перми, для второго региональной покрывкой служит глинистая толща миоцена.

Верхнепалеозойские толщи подстилаются нижнекаменноугольными образованиями, в которых в Жунгарском Алатау обнаружены угольные месторождения Сулубукан, Бурхан и другие с углями стадии ОС в зонах активного интрузивного магматизма.

Верхнепалеозойско-нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс представляет интерес, главным образом, для поисков высокогелионосных и азотно-метановых газов. Перспективные площади, где указанный комплекс является единственным объектом поисковых работ, выделяются в центральной и юго-восточной частях прогиба.

Проведенные исследования свидетельствуют о наличии в этой зоне благоприятной гидрохимической обстановки и высокой газонасыщенности пластовых растворов, позволяющих прогнозировать открытие газовых залежей.

В мезозой - кайнозойский газоносный комплекс выделена мощная серия терригенных пород, заключенная между газопорными толщами перми - нижнего триаса (нижние газопоры) глинистой толщей миоцена. Этот комплекс пород развит на моноклинали южного борта и в центральной части бассейна, причем мощность его резко возрастает на северо-восток от скважины 3-Г. В гидрогеологическом отношении он представляет артезианский резервуар, питающийся в обнаженных частях и имеющий транзитную разгрузку через меловые песчаники в центральную часть бассейна.

Таким образом, газогенерационный потенциал не совсем утрачен даже складчатыми образованиями фундамента, где верхнепалеозойские толщи могут быть нефтепродуцирующими. Кайнозойский, возможно нефтегазоносный, суббассейн включает и меловые образования, региональный характер распространения которых и фациальные условия образования, в целом, соответствуют таковым в кайнозойском комплексе отложений.

Анализ геолого-геофизических материалов по Восточно-Илийской впадине позволяет заметить следующую последовательность формирования газоносных вод.

Образование вулканогенных газовых скоплений или значительное поступление вулканогенных газов в существующие уже залежи других генетических типов имеет место на ранних стадиях формирования наложенных впадин в связи с проявлениями вулканизма. С размытием процесса осадконакопления нижние газоносные комплексы испытывают глубокое погружение, вызывающее повышение в них пластовых давлений. Это приводит к сжатию ранее сформированных газовых залежей и фазовому перераспределению компонентов, отвечающему новым гидростатическим условиям. В результате легко растворимые компоненты (прежде всего CO_2 , H_2S) выводятся из газовой фазы и последняя обогащается азотом и гелием.

При анализе истории геологического развития территорий с установленными глубинными залежами азотно-гелиевых газов во всех случаях они претерпели инверсионное погружение. Последнее является общим и, по-видимому, необходимым фактором для отчетливого проявления указанных процессов, хотя конкретная стадийность их развития могла оказаться существенно различной. В бассейнах плато формирование скоплений вулканогенных газов происходило, по существу, сопряженно с формированием прогибов. При этом, внедрение меловых и кайнозойских интрузий с образованием силлов на границе протерозойского фундамента и палеозойских пород чехла и в самих осадочных формациях должно было привести к мощнейшей мобилизации гелия, накопленного в предшествующие периоды стабильного тектонического развития. Быстрое же

погребение газоносных комплексов создавало условия для надёжного сохранения формирующихся залежей и их обогащения упорными, труднорастворимыми компонентами (N_2 , He).

Таким образом, в бассейнах плато почти в идеальном виде проявились факторы формирования газовых залежей высокогелионосной вулканогенной ассоциации. С другой стороны, быстрое, в аспекте геологического времени, и в сущности однофазное течение процесса вулканогенного газообразования, вероятно, привело к рассредоточению массы газа по многим относительно небольшим месторождениям. Недаром американские геологи усматривают в качестве источников инертных газов конкретные интрузивные тела.

В противоположность этому процесс формирования вулканогенных газовых скоплений в Восточно-Илийской впадине был многостадийным и сильно растянутым во времени. Насыщение вулканогенно-осадочного комплекса вулканическими газами здесь имело место в перми. Кстати, значительно более ранняя генерация вулканогенных газов, по-видимому, обуславливает отсутствие в настоящее время скоплений углекислого газа, химически достаточно высокоактивного компонента.

Наилучшие структурные условия для формирования сводной фазы отмечаются в поздней перми и юре, сжатие газовой фазы происходило в кайнозойское осадконакопление. Длительность процесса должна способствовать наиболее полной реализации потенциала, большому «радиусу дренажа» газовывывающих пород и, в конечном счете, концентрации газа в немногих зонах с оптимальными условиями для формирования и сохранения залежей. В Восточно-Илийской впадине возможно наличие вулканогенных высокогелионосных газовых скоплений.

Нефтегазоносные толщи, коллектора и покровы

Наиболее древними коллекторскими горизонтами, выделяемыми в разрезе бассейна, являются пласты трещиноватых, выветрелых эффузивов и туфопесчаников, вскрытых скв. Г-4 Койбын и 3-Г Кайралган, мощностью до нескольких сотен метров. В хемогенно-терригенной толще верхней перми выделяются горизонты песчаников и конгломератов, обладающих удовлетворительными коллекторскими свойствами: открытой пористостью до 7-17 %, проницаемостью 0,6 мД и карбонатностью 7-11 %.

Главные коллекторские горизонты приурочены к мезозойскому комплексу. В нижнем триасе коллектора представлены мелкозернистыми песчаниками с открытой пористостью 18-23 %, проницаемостью 8-45 мД. Аналогичная по фильтрационно-емкостным свойствам песчано-конгломератовая толща выделяется в составе верхнего триаса. Пористость песчаников, занимающих до 70% объема отложений юрского периода, составляет 20-26%, проницаемость до 40мД. Меловые песчаники характеризуются открытой пористостью 20-30%.

Для кайнозойского комплекса отмечается ухудшение коллекторских свойств в целом. Однако проницаемые толщи встречаются по всему разрезу. Например, плиоценовые песчаники обладают открытой пористостью 10-22%.

Основными региональными флюидоупорами Илийского бассейна для газоносной эффузивно-осадочной пермской толщи в восточной части являются горизонты хемогенно-терригенной толщи верхней перми, представленные карбонатными породами, алевролитами и аргиллитами. Выше по разрезу выделяется алевроито-аргиллитовая толща верхнего триаса. Экранирующими свойствами во внутренних районах бассейна могут обладать глинистые породы верхов среднеюрского разреза. Региональным развитием пользуются также глины миоцена.

В составе отложений возможно нефтегазоматеринскими толщами являются пермская прибрежно-морская, эффузивно-терригенная и юрская угленосная песчано-глинистая формации, где наблюдается чередование пластов угля с битуминозными сланцами. Очевидно, они находятся в наиболее благоприятной для преобразования органического вещества термодинамической обстановке. На выходах юрские угли, мощность пластов которых достигает 16м (скв. 6-Г), имеют стадию катагенеза ПКЗ-МК1 (БЗ). Верхнепалеозойские породы подстилаются нижнекаменноугольными образованиями, включающими карбонатные отложения в вулканогенно-осадочной толще. На перспективность в нефтегазоносном отношении этих отложений указывает обнаружение пачек битуминозных известняков визейского возраста в восточной части хребта Кетмень. В разновозрастных отложениях Жунгарского Алатау обнаружены угольные месторождения Сулубукан, Бурхан и другие с углями стадии ОС в зонах активного интрузивного магматизма. Следовательно, в более стабильном блоке степень прогрева даже дислоцированных пород фундамента может быть, меньше МКи генерационный потенциал по газу мог сохраниться. Вышележащие отложения могут быть и нефтепродуцирующими.

Коллекторские свойства возможных нефтегазоносных толщ можно охарактеризовать как хорошие. В эффузивно-терригенной толще перми относительно хорошими коллекторскими свойствами обладают пласты туфопесчаников (скв.4-Г Койбынская, 3-Г). Коллекторские горизонты

доминируют в разрезе толщи, и суммарная их мощность может достигать нескольких сотен метров. По результатам опробования улучшение коллекторских свойств пород происходит в направлении центральных зон Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба (от скв. 6-Г к скв. 3-Г). В верхней перми коллекторскими свойствами обладают конгломераты и маломощные пропластки песчаников, а покрывающая их хемогенно-терригенная толща является флюидоупором.

Мезозойские отложения характеризуются высокими коллекторскими свойствами во всем исследуемом разрезе.

В нижнетриасовой толще природные резервуары составляют 60% от ее объема. Литологически они представлены преимущественно мелкозернистыми песчаниками с открытой пористостью 18-23%.

В юрских и меловых отложениях коллекторские горизонты составляют до 70% разреза. Коллекторы характеризуются открытой пористостью 20-26% и высокой проницаемостью.

В кайнозойских отложениях коллекторские горизонты выявлены во всех стратиграфических горизонтах.

В целом Восточно-Илийский (Жаркентский) прогиб имеет мощную толщу осадочных отложений (до 5000 м), а в разрезе прогиба отложения перми, триаса и юры достигают мощности 1200 м.

Косвенными признаками нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских отложений данного прогиба являются типы подземных вод и их солевой состав. Как правило, общая минерализация вод увеличивается от периферии к центру бассейна и вниз по стратиграфическому разрезу. Воды представлены различными генетическими типами с суточным дебитом от 15.6 до 550 м³. Так, например если воды на Койбынской структуре сульфатно-натриевого состава, то на восток, на Джамбылбастауской структуре хлор-магниевого.

Гидрогеологические факторы учитывают тесную гидродинамическую связь подземных вод с условиями формирования нефтегазовых залежей. Подземные воды палеозойских и мезо-кайнозойских отложений Илийского бассейна относятся к типу хлор-кальциевых и гидрокарбонатно-натриевых с содержанием йода, брома, бора и других микроэлементов, являющихся косвенными показателями перспектив нефтегазоносности недр.

Высокое гипсометрическое положение обрамлений впадин, представляющих собой водосборную площадь, способствует образованию крупных артезианских бассейнов, в связи, с чем большинство возможных нефтегазовых залежей в Илийском бассейне связано с водонапорной системой.

На перспективы нефтегазоносности Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба указывают работы, проведенные по технологии АНЧАР. Наиболее интересным с точки зрения технологии АНЧАР является северный участок, где выявлено наибольшее количество аномальных объектов (зоны 1-10), которые в плане совпадают с перспективным Педжимским районом.

Совокупность приведенных данных показывает, что в Восточно-Илийском (Жаркентском) прогибе имеются все необходимые условия для нефтегазообразования и формирования залежей. Выявленные ранее структуры Коктальская, Каракумская, Панфиловская складка, Хоргосская и Педжимская структуры расположены в зоне, характеризующейся наиболее благоприятными геолого-структурными условиями для выявления нефтегазовых залежей в отложениях триаса, юры и палеоген-неогена.

Оценка перспектив нефтегазоносности Жаркентской депрессии

В результате сравнительного геологического изучения регионов Джунгарского Алатау (Казахстан) и Борохоро (СУАР КНР), выполненного Управлением геологии и минеральных ресурсов СУАР и ПГО «Южказгеология» (исполнитель-Дубовский А.Г.) в 1989-1991 гг., получена информация, позволяющая существенно уточнить и конкретизировать перспективы нефтеносности Жаркентской депрессии.

Жаркентская или иначе Верхнеилийская межгорная впадина расположена на территории СУАР (40%) и Казахстана (60%). На территории СУАР нефтепоисковые работы не проводились, в пределах Казахстана проведены в конце 50-х - начале 60-х годов. Были выявлены косвенные признаки нефтеносности, перспективные структуры, не получившие оценки бурением. В последние годы предпринята попытка поисково-разведочного бурения, практически безрезультативная. По сути дела, упомянутыми работами только начато изучение нефтеносности данного района. Целесообразность продолжения нефтепоисковых работ может быть обоснована с привлечением информации по нефтеносности смежной территории КНР - Джунгарскому нефтеносному бассейну.

Джунгарский нефтеносный бассейн территориально соответствует одноименной межгорной депрессии в Пограничной Джунгарии. Эта депрессия по представлениям китайских геологов

совпадает с Джунгарским «срединным массивом» - фрагментом рифейской платформы, окруженным зонами палеозойской складчатости Джунгаро-Балхашской и Северо-Тяньшанской систем. Северная, восточная и южная границы «срединного массива» выражены достаточно отчетливо и по геологическим, и по географическим признакам. На западе, точнее юго-западе граница «срединного массива» по этим признакам не может быть проведена. Если геологическим признаком принадлежности структур к «срединному массиву» является слабая деформированность толщ докембрийского субстрата, отсутствие на нем отложений нижнего девона - эйфеля, то западнее зоны Алаколь-Эбинорских сдвигов, как показано на прилагаемой схеме, указанным признакам соответствует территория Текели-Сайрамнорского антиклинория или одноименной структурно-формационной зоны. Эта зона на севере ограничивается Бороталинским синклинием, который является вторичным эпиконтинентальным прогибом, возникшим в живете. Сбивка геологических карт по госгранице позволила убедиться, что Бороталинский прогиб и Текели-Сайрамский антиклинорий переходят на своем восточном фланге в «Джунгарский срединный массив». Выпадение из ряда зональности окраинных структурно-формационных зон Саркандской и Центрально-Джунгарской к востоку от зоны Алаколь-Эбинорских сдвигов связано с шарьяжным перекрытием их офиолитовым меланжем Майли-Джаирской зоны.

В районе озера Сайрамнор структура «срединного массива» вовлечена в зону северо-западных сдвигов и испытала воздымание с существенной эрозией толщ палеозой-мезозойского чехла в позднем мелу и палеогене. Покровный комплекс чехла «срединного массива» представлен здесь фрагментами брахисинклиналей, сложенными отложениями от живетских до пермских. В долине реки Боротала сохранились в виде фрагментов отложения юры (угленосные). В зоне Борохоро близ озера Сайрамнор палеозойский и мезозойский комплексы с эродированы почти полностью. Позднепротерозойские (рифейские) толщи в этом районе в отдельных блоках залегают почти горизонтально и практически не метаморфизованы. Западнее зоны Текели-Усекского сбросо-сдвига продолжением «Джунгарского срединного массива» является структура Жаркентской депрессии. Этот крайний западный фрагмент некогда единого «Джунгарского срединного массива» китайские геологи называют Илийской микроплитой. В Илийской микроплите наблюдаются все структурные и геологические особенности, характерные для «Джунгарского срединного массива»: мощный мезокайнозойский комплекс залегает на континентальных и морских отложениях от живета до перми. По периферии плиты в палеозойском комплексе развиты вулканические толщи того же возраста, поскольку южнее, западнее, частично севернее находились центры активного вулканизма. «Джунгарский срединный массив» представлял собой структуру плитного типа на вулканически активизированной континентальной окраине (палеозойский краевой вулканический пояс Казахстана). Глубинная граница плитной структуры по северо-западному контуру прослеживается локальными участками пермской вулканической активизации - от гор Катутау на юго-западе до Сартогайского района в горах Барлык на северо-востоке. Юго-восточнее этой полосы в пределах рассматриваемой плиты развиты только континентальные пермские отложения.

Таким образом, Жаркентская депрессия является структурно обособленным фрагментом Джунгарского нефтеносного бассейна.

Нефтепроизводящими отложениями в пределах рассматриваемого бассейна являются морские и континентальные озерно-болотные сероцветные толщи. Для живёта, являющегося базальной толщей чехла плиты, сероцветные, т.е. обогащенные органическим веществом отложения не характерны. В позднем девоне серо- и черноцветные алевролиты типичны для разрезов Бороталинского прогиба, в особенности в его восточной части. Весьма вероятно широкое развитие их в пределах эпиплитной депрессии. В нижнем карбоне углеродсодержащие породы развиты весьма широко. Органическое вещество становится в морских и терригенных континентальных отложениях таким же широко распространенным, как и пирокластический материал. Это свиты карасайская, ацялэхэ, аксуская, хэйшаньтоу (нижняя часть), калагандэ. Содержание органического углерода в целом в нижнекарбонных отложениях эпиплитной депрессии не ниже 1-2%. Средне-нижнекарбонные толщи также обогащены углеродом (свиты хэйшаньтоу верхняя, жаманбулакская, айоманбулак, наогайту, дунтуцэинхэ, батпакская, кугалинская). В максимальной степени, обогащены органическим веществом отложения визе - стратоуровень угленакопления. Пермские отложения на рассматриваемой территории представлены сероцветной угленосной молассой (свиты улан, цялебай, тимуликэ). В районе Карамая в пермских отложениях заключены залежи нефти.

В мезозойской серии отложений сероцветными являются триасовые. В юрских отложениях, при широком развитии угленакопления в верхах нижней и средней юры, типичными являются красноцветные глины и алевролиты. Красноцветные отложения возникают в окислительных условиях, исключающих накопление органического вещества, поэтому к нефтегенерирующим не

относятся. Однако, угленосные уровни юрской толщи сконцентрировали колоссальные запасы богатых углеводородной компонентой каменных и бурых углей, которые могут иметь прямое отношение к нефтеносности. На глубинах свыше 3 км угли находятся в главной зоне нефтеобразования - температуры здесь около 100°C. Угли являются уникальными по нефтегенерирующей способности - они могут давать до 200 кг/т жидких углеводородов. Реальный объем отсепарированных углеводородов зависит от времени пребывания углей в главной зоне нефтеобразования.

Характеристике нефтепроизводящих менее всего соответствуют палеогеновые и неогеновые красноцветные песчано-глинистые отложения.

Роль в нефтеобразовании толщи рифейского субстрата может быть весьма значительной, если не определяющей, что рассматривается ниже.

Слои и горизонты с коллекторскими свойствами имеются на любом возрастном интервале разреза комплекса чехла Илийской микроплиты, от живета до неогена. Гравелиты и песчаники присутствуют в большем или меньшем объеме во всех толщах. В меньшей степени песчаные отложения характерны для палеогена и неогена, но и на этом уровне они не являются редкими. Именно по этой причине Жаркентская депрессия представляет собой артезианский бассейн термальных вод в разной степени минерализованных. Количество водоносных горизонтов в мезозойской и кайнозойской толщах весьма значительно и точно не установлено. Воды высоконапорные, поскольку область питания их - высокогорные массивы обрамления депрессии, возвышающиеся над ней на 3-4 км.

Несомненно, водонасыщенной является неизученная в этом отношении верхнепалеозойская толща. Коллекторские свойства ее в связи с большей степенью литификации сравнительно с мезокайнозойем определяются не столько межгранулярной пористостью, сколько микро- и макротрещиноватостью.

Для термальных вод депрессии характерна большая изменчивость степени минерализации, что свидетельствует о существенном различии динамики конкретных горизонтов. Очевидно, при равных условиях питания горизонтов соленость вод их определяется типом естественного расхода воды - инфильтрационным или диффузионным. В последнем случае солевая компонента накапливается. В деталях закономерности засоления подземных вод Жаркентского артезианского бассейна не изучены, но они могут иметь важное практическое значение для направления поисков нефти. В принципе и накопление нефти, и накопление солевой компоненты подземных вод обусловлено крайне выраженным застойным гидродинамическим режимом горизонта-коллектора.

Типы структурных ловушек нефтяных залежей в Карамайском районе и Жаркентской депрессии различны прежде всего с геоструктурных позиций сравниваемых территорий. Район Карамай охватывает прибортовую часть Джунгарской депрессии. Нефтяные пласты перми воздымаются здесь в северо-западном направлении. Основное, значение для локализации нефтяных залежей имеют тектоническое или стратиграфическое выклинивание пластов-коллекторов. Уже столетия назад в районе были известны выходы нефтяных источников (Карамай - черное масло) и скопления на их выходах природных битумов. Эксплуатационные скважины имеют глубины до 1000 м. Подобная геологическая ситуация, но с исключением выхода нефти на поверхность, принципиально возможна и в Жаркентской депрессии, однако не может быть широко распространенной и единственно определяющей концентрации нефти. Поскольку экранирующая толща третичных глин, слагающих верхнюю часть разреза, имеет суммарную мощность около 2 км, возможность появления нефтяных залежей на глубине менее 2-х км крайне маловероятна. Сам факт наличия высоконапорных подземных вод артезианского типа при достаточно развитых дизъюнктивных и пликативных дислокациях в толще третичных отложений свидетельствует о высокой степени закрытости как бассейна подземных вод, так и жидких углеводородов. Если ловушки приразломного типа могут быть развиты в толщах любого возраста, вплоть до неогена, то стратиграфическое выклинивание пластов-коллекторов (водоносных горизонтов) имеет место на контакте палеозоя с триасом, юры (мела) - с палеогеном. По аналогии с Джунгарской депрессией, в рассматриваемой депрессии приразломные структуры-ловушки развиты в прибортовой части. Как правило, контакты третичных отложений с палеозоем сбросовые. В максимальной степени приразломные ловушки развиты в северном и северо-восточном бортовых секторах - здесь проходят зоны Южно-Джунгарского и Текели-Успенского разломов. Следует иметь в виду возможность появления в толщах палеозоя и мезозоя ловушек фациального типа. Поскольку депрессия, начиная с позднего палеозоя, заполнялась терригенным материалом ближнего сноса, то среди морских и озерных алеврито-глинистых отложений должны быть фации дельт или речных долин,

представленные гравийно-песчаным материалом с хорошими коллекторскими свойствами. Эти фации к центральной части депрессии выклиниваются.

Для центральной части депрессии с точки зрения нефтенакпления наибольшее значение имеют, малоамплитудные локальные антиклинального типа структуры, как конседиментационные, так и постседиментационные, вызванные движениями блоков рифейского субстрата. Предшествующими нефтепоисковыми работами такие структуры были обнаружены.

Концептуальной базой оценки нефтеносности района должно быть представление о том, что депрессия на Илийской микроплите формировалась с позднего палеозоя (живета). В Позднем палеозое и мезозое Жаркентская и Джунгарская депрессии принадлежали к единому эпиплитному (или эпиконтинентальному) бассейну аккумуляции. Морские отложения среднего карбона Жаркентского района могли принадлежать только бассейну, основная часть которого находилась в районе Пограничной Джунгарии. Иные варианты палеогеографической реконструкции исключаются. Кроме того, нужно иметь в виду, что сложившееся представление о развитии мезозойской депрессии на структурах вулканического пояса не соответствует действительности - северо-восточнее и восточнее Жаркентской депрессии так называемый Прибалхашско-Илийский вулканический пояс не продолжается. Вулканомиктовый материал в карбоне в указанных районах присутствует, но не доминирует, пермские отложения - сероцветная угленосная моласса. Позднепермские риолитовые туфы жалгызгаашской свиты, весьма широко распространенные в южной Джунгарии, развиты в виде маломощного, но выдержанного горизонта и в Жаркентской депрессии, где он зафиксирован сейсморазведкой. Этот горизонт и принят в качестве граничного горизонта вулканогенного верхнего палеозоя, выше которого располагается «нефтепродуктивный мезозой».

Геологическая обстановка района Карамая показывает, что в данном случае к нефтеносности толща мезозоя отношения не имеет. В Жаркентской депрессии юрские угленосные отложения только вошли в главную зону нефтеобразования (температуры выше 60°C). Однако факт, что юрские угли как здесь, так и во всем Джунгарском нефтеносном бассейне относятся к классу бурых и весьма обогащены углеводородной газовой компонентой, свидетельствует о крайне низкой роли юрской толщи в генерации, нефти. И на Караме, и в Жаркентской депрессии нефть генерировалась как толщей верхнего палеозоя, так и высокоуглеродистыми рифейскими или вендскими толщами субстрата депрессии. Эти нефтепроизводящие толщи оказались в главной зоне нефтеобразования в позднем карбоне-перми. Доказательством нефтегенерирующих процессов в вендских и среднерифейских толщах региона являются шунгиты - конечный продукт дебитуминизации и отгонки углеводородов, что имеет место в деформационных шовных зонах (Текели, Коксу, район озера Сайрамнор).

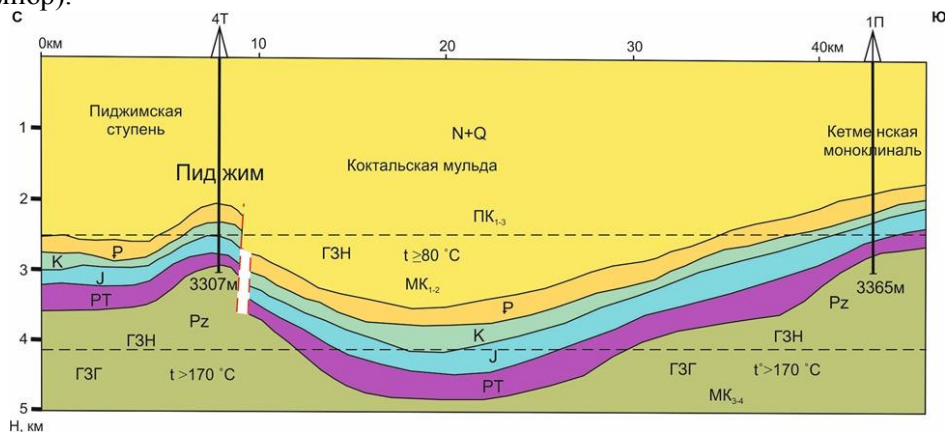


Рисунок 7. Нефтегазоносные зоны Восточно-Илийской впадины

Суммарная мощность верхнего палеозоя в Жаркентской депрессии вряд ли превышает 3 км, следовательно изучение структуры депрессии сейсмическими методами должно вестись в центральной части до глубины 6 км - до рифейского субстрата. Результаты ранее выполненных исследований не могут быть использованы как из-за недостаточной глубинности, так и из-за неудовлетворительного технического уровня.

Перспективы нефтегазоносности Восточно-Илийской впадины связываются с осадочными отложениями верхнего палеозоя и мезойским комплексом пород. При оценке перспектив нефтегазоносности использовались материалы глубокого бурения, газового каротажа, а также данные анализа химического и газового состава подземных вод.

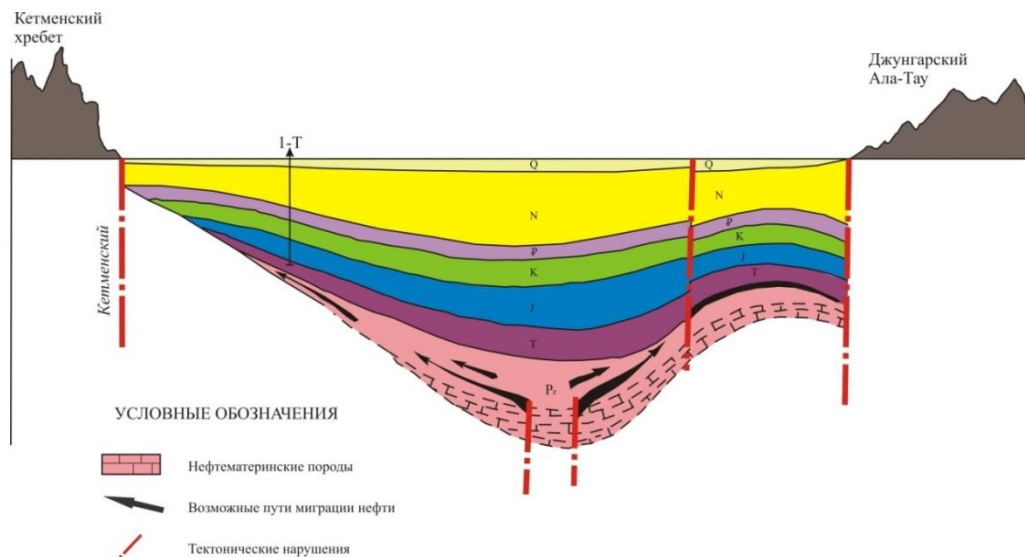


Рисунок 8. Разрез Восточно-Илийского прогиба

В Восточно-Илийском (Джаркентском) прогибе нефте- и газопроизводящими толщами могут быть осадочные комплексы верхнего палеозоя и угленосные образования триаса и юры, которые преимущественно присутствуют в восточной части впадины.

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 2019 года за №288-VІЗРК «Об охране и использовании историко-культурного наследия» является обязанностью для всех юридических и физических лиц.

В соответствии с пунктом 9 статьи 68 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года, в ходе рассмотрения заявления ТОО «Almaty Oil Ventures» о намечаемой деятельности установила, что земельный участок, указанный в проекте, расположен на землях государственного лесного фонда КГУ «Жаркентское лесное хозяйство».

Согласно п. 6 ст. 72 Закона РК «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175: «На территории государственных заповедных зон разрешаются геологическое изучение, разведка полезных ископаемых по согласованию с уполномоченным органом с учетом специальных экологических требований, установленных Экологическим кодексом Республики Казахстан».

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

Использования растительных ресурсов не предусматривается.

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

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

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

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- ландшафты;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- состояние экологических систем и экосистемных услуг;
- биоразнообразие;

- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

Согласно СП "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным, 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 среднепогодного 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 водоохранных зон и полос водных объектов, соответствуют требованиям статьи 125 Водного кодекса Республики Казахстан.

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

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

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

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

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

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

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

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

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

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

ТОО «Almaty Oil Ventures» проводит поисково-разведочные работы на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан на основании Контракта №5352-УВС МЭ от 28.06.2024г.

Контрактная территория ТОО «Almaty Oil Ventures» участок Жаркент находится в пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба (Усекской моноклинали).

На исследуемой территории ранее были проведены площадные сейсмические, гравиметрические, аэромагнитные и электроразведочные (ДЭЗ) работы, которые выявили перспективные участки в верхнепалеозойско-нижнетриасовых и мезозой – кайнозойских отложениях. В пределах Восточно-Илийского (Жаркентского) прогиба пробурены 22 глубокие поисковые скважины, уточнившие геологическое строение бассейна и в некоторых получены нефтегазопрооявления. Многие из них пробурены в 50-60-е годы, - плохо изучены и плохо

коррелируются между собой, что подтверждает недостаточную буровую изученность Илийского перспективно-нефтегазоносного бассейна, который относится к категории слабоизученных.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Almaty Oil Ventures», который приступил к работам согласно Контракта №5502-УВС от 02.07.2025 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 02 июля 2031 года.

Проектом запланировано: бурение двух независимых поисковых скважин, глубиной 4000м и 3700м, пассивная сейсморазведка (гелиевая съемка, terravox) (зависимый объем) и 2Д сейсморазведка 1500 пог.км.

В отчете приведены данные о геолого-геофизической изученности, тектонике, нефтегазоносности, результаты ранее проведенных сейсморазведочных и других геолого-геофизических работ.

Ключевые слова: Восточно-Илийский бассейн, участок Жаркент, верхнепалеозойско-нижнетриасовые и мезозой – кайнозойские отложения, тектоника, перспективы нефтегазоносности, оценка ресурсов, бурение скважин, пассивная сейсморазведка, 2Д сейсморазведка, исследовательские работы.

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

Контрактный участок Жаркент располагается на территории двух областей: Жетысуской и Алматинской, в 34 км от города Жаркент от центра контрактной территории.

В тектоническом отношении участок приурочен к Восточно-Илийской впадине (Жаркентской депрессии).

Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 2528,24 кв. км (Контракт №5502-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Almaty Oil Ventures» 02.07.2025г). Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Восточно-Илийский бассейн географически расположен между горными хребтами Кетмень на юге и отрогами Жунгарского Алатау на севере и представляет вытянутую с востока на запад впадину протяженностью до 150 км с общей площадью около 10 000 кв. км. На востоке бассейн переходит в пределы КНР, восточной границей является государственная граница Республики Казахстан.

Участок Жаркент в тектоническом отношении расположен в Жаркентском прогибе в пределах Восточно-Илийской впадины. Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры, в пределах которой ранее были получены нефтегазопроявления из палеозойских и мезозойских отложений при бурении глубоких скважин. Структура представляет интерес в нефтегазоносном отношении.

Настоящим Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент предусматривается проведение геологоразведочных работ, с целью изучения геологического строения контрактной территории, поисков залежей углеводородов, установления основных литолого-стратиграфических характеристик, изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, испытания и опробования объектов в соответствии с рекомендациями ГИС, изучения физико-химических свойств пластовых флюидов.

Данным проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент предусматривается:

- проведение пассивной сейсморазведки: метод микросейсмического зондирования (ММЗ) от Terravox (зависимый объем),
- площадная гелиевая 3D съемка Neologic (зависимый объем),
- проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok, (зависимый объем),
- проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, 1500 пог.км и обработка и интерпретация полученных сейсморазведочных данных с охватом глубины разреза до 5 км,
- после уточнения геологического строения по результатам обработки и интерпретации пассивной сейсмики и сейсморазведочных работ 2Д, предусматривается бурение поисковых независимых скважин, глубиной 4000 м и 3700м (+/- 250м).

1.5.1. Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований

Объемы и методика проведения пассивных геофизических методов.

При проведении пассивных геофизических исследований, основанных на изучении волновых полей, наблюдаемых в геологической среде при отсутствии источника искусственного возбуждения сейсмических колебаний, обычно используют новейшие передовые технологии: Adrok, Neologic и Tetravox, которые при необходимости могут быть использованы Недропользователем в будущем, при проведении поисково-разведочных работ. Надо отметить, что все эти методы исследований являются экологичными для окружающей среды и при этом используется только сенсорное оборудование и компьютер.

Adrok - это геофизические работы по обнаружению, идентификации и картографированию подземных природных ресурсов (минералов, нефти, газа и воды). Основная технология Adrok называется Атомно-диэлектрическим резонансом (ADR).

Технология ADR является более быстрой, экологичной, дешевой и, альтернативой традиционным методам предоставления геофизических услуг.

ADR используется в качестве геофизического метода для обеспечения высокоточного инструмента для точного геологического распознавания слоев горных пород и идентификации типов горных пород путем пропускания через горную среду, а также отражения от каждого подповерхностного слоя горных пород: сейсмические снимки; информация о характеристиках горных пород (например, каротажные данные скважин); и петрография горных пород (например, керн). Он измеряет подповерхностную диэлектрическую проницаемость; спектральную (энергия, частота и фаза) и резонанс материала, начиная с уровня земли, без физического бурения грунта. Эти измерения позволяют получить то, что компания Adrok назвала «виртуальными скважинами», они предоставляют геологическую информацию, эквивалентную той, что получают с помощью бурения. Технология ADR находит применение во множестве различных областей, от разведки полезных ископаемых, нефти и газа до обнаружения водных ресурсов и геотехнических целей.

Основы технологии ADR

Запатентованная технология атомного диэлектрического резонанса Adrok основана на принципе, согласно которому различные материалы будут отражать и поглощать электромагнитное излучение (радиоволны, микроволны) на определенных частотах и уровнях. Геофизическая система ADR передает энергетический импульс электромагнитной энергии, содержащий мультиспектральный сигнал волновой пакет, который резонирует и реагирует с подповерхностными материалами. Отражения от недр регистрируются как трассировка во временной области и предоставляют информацию о местоположении и составе встреченных материалов.

Когда горные породы различного состава и текстуры подвергаются воздействию пакетов волн ADR, подходящие приемники обнаруживают диапазон энергетических и частотных характеристик. Зарегистрированные данные описывают, как горные породы и минералы, включая углеводороды, взаимодействуют с электромагнитным излучением, когда оно проходит через них, и точно определяют их состав. Технология измеряет диэлектрическую проницаемость недр, а также характеризует природу типов горных пород на основе анализа как спектроскопических, так и резонансных энергетических характеристик.

Adrok также можно применять при измерении температуры в скважине. Измерение температуры внутри скважин может быть чрезвычайно сложным и требует многих корректировок для учета перерывов, таких как подача буровых растворов, перекрестное загрязнение жидкостей с разных уровней, которое может как увеличить, так и уменьшить результаты измерений. Низкоэнергетический низкочастотный импульсный электромагнитный излучатель является относительно новым методом, который в настоящее время используется и разрабатывается нефтяной промышленностью для мониторинга температуры пластов с поверхности и без необходимости доступа к существующим скважинам или бурения новых скважин. Технология основана на генерации поляризованного, обусловленного импульса электромагнитной энергии на частотах от 1 до 70 МГц.

Neologic - определение прямых углеводородных индикаторов (DHI) на основе гелиевой геодезической технологии.

Единая методология сбора, обработки и интерпретации гелиевых аномалий, основана на хорошо известном факте, что газообразный гелий на порядок более растворим в нефти и газе, чем в подземных водах, и имеет тенденцию накапливаться в залежах углеводородов. Постоянный восходящий поток гелия из недр земли к ее поверхности захватывается нефтяными и газовыми

залежами, которые впоследствии дегазируются. Благодаря своим уникальным свойствам, таким как легкость, небольшой из-за размера молекул и инертности, гелий мигрирует, в основном, вертикально к поверхности, где образует аномалии. Высокие концентрации гелия в определенном месте на поверхности земли указывают на присутствие углеводородов в нижележащем разрезе. Из-за специфики газообразного гелия и невозможности его хранения и транспортировки в лабораторию измерение содержания гелия в недрах стандартными геохимическими методами неэффективно. В 2023 году компанией Neologic было представлено пятое поколение интегрированной гелиевой технологии с полностью автоматизированной высокочувствительной системой и фирменным программным обеспечением, которые позволили объединить сбор полевых данных и обработку в единое решение, полностью стандартизировать все процессы сбора данных в полевых условиях и применять современные алгоритмы машинного обучения для обработки и интерпретации данных с использованием собственной базы гелиометрических данных из различных нефтегазовых бассейнов мира. Измеряется быстрый процесс миграции гелия из резервуара на поверхность и регистрируется современный гелий, который только что поступил из резервуара, принимая во внимание, что скорость миграции гелия составляет от 1 до 1000 м в сутки.

Гелиевое изображение создается для различных типов коллекторов, нефтяных и газовых скважин, что позволяет масштабировать бурение результатов успешных поисковых скважин в определенной геологической провинции. С помощью Helium image успех бурения будет предопределен заранее, что обеспечит прочную основу для ускоренных программ разведки, позволяющих исследовать большие территории в кратчайшие сроки и значительно увеличивающих прирост запасов. Стандартный подход к созданию гелиевого изображения нефтяных и газовых скважин заключается в следующем:

1) профилированная 2D- или крупно шаговая площадная 3D-съемка гелия, которая проводится во время поиска и разведки и перед бурением поисковой скважины;

2) неглубокая скважина для регистрации концентрации гелия в месте бурения для будущей корреляции с результатами бурения;

3) концентрации гелия, каротаж скважинных газов и результаты испытаний скважин. Площадная 3D гелиевая съемка с шагом 100 м вокруг планируемой скважины, которая будет проведена до начала бурения. Интеграция данных и генерация гелиевого изображения, которые будут выполнены с учетом площадной Концентрации гелия, каротаж скважинных газов и результаты испытаний скважин.

Задачи проекта:

а) Обследование района с получением надежных результатов- распределения концентраций гелия в районе исследования;

б) Обработка гелиометрических данных и картографирование областей, представляющих интерес;

в) Гелиометрическая съемка для снижения риска бурения в пределах областей, представляющих интерес;

г) Доступные геологические, гелиометрические данные и данные бурения скважин, соответствующая интерпретация и рекомендации по успешному расположению скважин.

Цели проекта

а) Составление карт и определение границ площадных гелиевых аномалий, интерпретируемых как зоны повышенной проницаемости и вероятное присутствие активных углеводородов в разрезе; ранжирование гелиевых аномалий в соответствии со степенью их перспективности и насыщенности;

б) Возможные перспективы, тектонические нарушения и участки карты с пониженными перспективами - низкая насыщенность флюидом, плохие коллекторские свойства;

в) Интеграция и корреляция данных по гелию для обновления и обогащения существующих геологических знаний. Связь гелиевых аномалий с ловушками, насыщенными углеводородами, подготовка базы для дальнейшего формирования изображения гелия для региона

Геологический подход

а) Выявление зон повышенной проницаемости в потенциально продуктивных пластах и перспективных зон с вероятным присутствием углеводородов в районе путем измерения концентрации гелия в газовой фазе операторами месторождения (без хранения и транспортировки образцов) и интерпретации результатов для определения значимых параметров;

б) Некомпенсированные гелиевые аномалии - положительные аномалии, которые могут быть связаны с перспективными нефте-и газоносными объектами. Положительные гелиевые аномалии идентифицируются по высоким уровням концентрации гелия (более 1,0 единиц стандартного отклонения);

в) На изученных территориях определить и ранжировать перспективные зоны;

г) Выделение перспективных объектов - тел, насыщенных углеводородами.

Интеграция гелиометрических данных в существующие геологоразведочные данные для определения углеводородного потенциала

Рекомендации по местам бурения новых скважин в рамках выявленного АОИ на основе результатов G + G + He.

Содержание проекта на участке Жаркент.

Этап I. Сбор данных

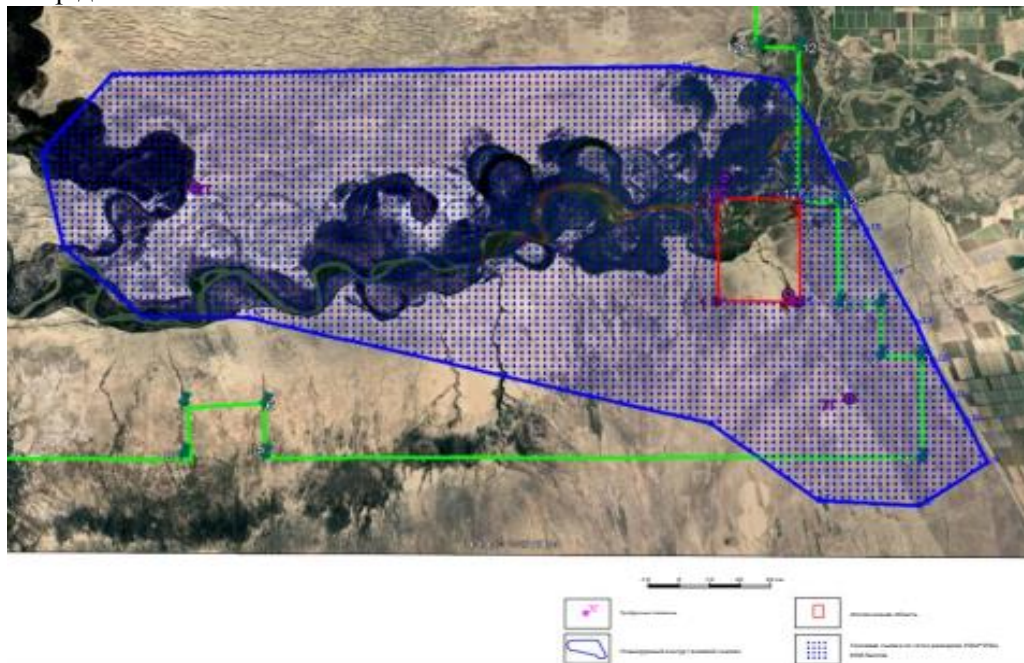


Рисунок 9. Схема размещения гелиевой съемки

Этап II. Обработка, картографирование и интерпретация данных – Статистическая обработка полевых данных- Карты параметров гелия Идентификация и ранжирование гелиевых аномалий.

1. Полученные значения содержания гелия в приземном воздухе и в почвенном газе (реальные значения гелия) позволяют построить карты распределения аномального содержания гелия с привязкой к координатам.

2. Гелиевая аномалия является многофакторной переменной, которая зависит от глубины залегания объекта, качества уплотнения над объектом, проницаемости и литологии разреза над объектом, концентрации гелия на единицу объема насыщенного углеводородами пласта, коллекторских свойств, количества слоев и пачек пород в разрезе и т.д.

3. Относительно происхождения (источника) гелиевой аномалии (активные разломы, залежи углеводородов, радиоактивные руды и т.д.) будут подготовлены предварительные предположения, основанные на морфологии и природе аномалий.

Этап III. Интеграция данных

-Интеграция параметров гелия в существующие геологические и геофизические данные.

-Интерпретация аномалий гелия и ранжирование аномалий со ссылкой на G & G.

1. До привлечения геологических и геофизических данных гелиевые аномалии ранжируются только по величине аномалии (интенсивности) и площади (линейным размерам).

2. На основе имеющихся геологических данных, геофизические материалы и результаты бурения скважин, гелиевые аномалии связаны геологически (генетически).

3. Гелиометрические данные, связанные с данными G&G, предоставляют точную и достоверную актуальную информацию о функциональном состоянии исследуемой территории с точки зрения подповерхностного гелионасыщения- повышенных концентрациях гелия в гелиевых ловушках. Это позволяет рационально разграничить границы гелия ловушек, связанных с УВ резервуаров и рекомендовать места с высокими значениями гелия как наиболее перспективные для бурения .

4. Конечным ожидаемым результатом работы является создание основы для гелиевой схемы - набора признаков и типичных карт, которые могут быть применены к другим участкам осадочного бассейна, обладающим сходными геологическими условиями, для распознавания перспективных зон для размещения поисково-разведочных скважин. Карты параметров гелия будут уточнены в будущем после успешного бурения первых скважин с использованием гелиометрических данных и будут

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

основаны на интеграции G+G+He и результатов бурения скважин, которые помогут в успешном последующем бурении на территории.

Этап IV. Окончательный отчет

Окончательный отчет по проекту, включающий:

- Координаты проведенных измерений (на карте Google)

- Карта исследования концентрации гелия (шаг 250 м)

- Карта и описание гелиевых аномалий для исследуемой территории с ранжированным АОI

- Карта исследования концентрации гелия (шаг 100 м) для 5 АОIs, выявленных Helium Survey в пределах исследуемой территории

- Интегрированные карты геофизических данных для района - Рекомендации по постановке бурения скважин, выявленных с помощью гелиевой съемки в пределах исследуемого района.

Terravox - новаторская разработка пассивной микросейсмической методики зондирования фонового шума

Метод микросейсмического зондирования основан на амплитудном измерении. Это означает, что невозможно определить параметры среды между точками измерения так же, как другими методами пассивной сейсморазведки.

При использовании этого метода информация получается только непосредственно под точкой измерения, аналогично скважине. После проведения измерений в каждой точке площади строится интерполяционная модель между точками.

GEMS: геологическое разведочное микросейсмическое зондирование

- Пассивная разведка GEMS использует естественный микросейсмический фон Земли — без активных источников, взрывчатых веществ и вибраторов.

- Высокоразрешающая визуализация трещин измеряет мельчайшие изменения скорости сдвиговой волны для выявления зон трещиноватости и путей миграции, критически важных для углеводородных ловушек.

- Гибкое развертывание - Портативные, легкие датчики могут быть установлены в любой местности (горы, леса, болота) с минимальными логистическими затратами.

- Быстрая доставка данных - Двумерные разрезы за несколько дней; трехмерные интерпретированные модели за 2–4 недели.

- Расширенная интерпретация

Фирменное программное обеспечение Terravox обрабатывает большие данные с помощью моделирования на основе искусственного интеллекта для визуализации подземных структур на глубине до 8 км.

GEMS позволяет заблаговременно картировать зоны трещиноватости, избегая ненужных «сухих» скважин. Это позволяет сэкономить 20–40%

бюджета на геологоразведку.

- Картирование путей миграции флюидов. Terravox может четко определять каналы миграции углеводородов, такие как антиклинальные керны и трещиноватые линзы, которые часто пропускаются при традиционной сейсморазведке.

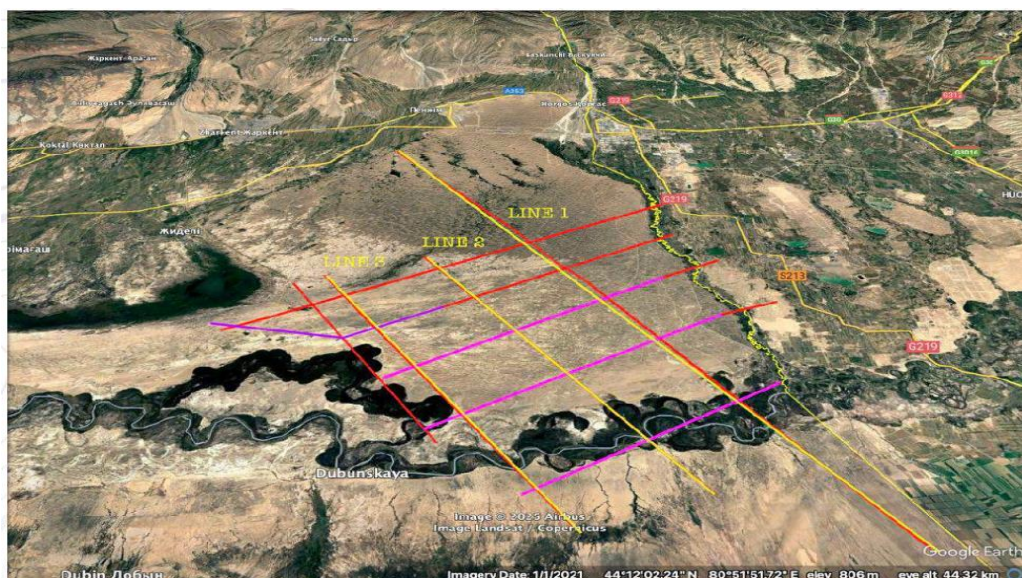
- Минимизация воздействия на окружающую среду - GEMS использует фоновый сейсмический шум (пассивную регистрацию), устраняя необходимость в мощных вибраторах, зарядах или взрывчатых веществах.

- Быстрая адаптация к новым участкам - Terravox может развернуть измерительные станции в течение нескольких дней и получить разрезы в течение 2–3 недель, по сравнению с месяцами при традиционной 3D сейсморазведке.

- Работа в сложных условиях

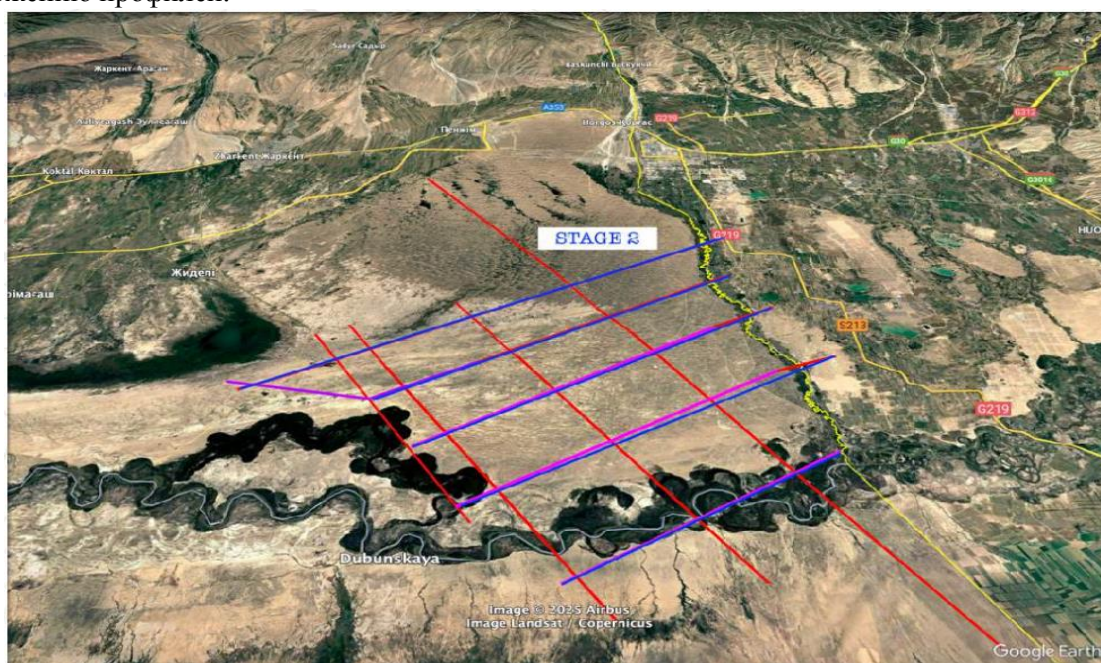
Для оптимизации затрат для участка Жаркент был предложен следующий трехэтапный подход:

- Этап 1—Три длинных профиля (отмечены желтым) - ориентированных с севера (запада) на юг (восток). Первый профиль пройдет через все контрольные точки, что также позволит получить данные, привязанные к скважинам. На этом этапе всего задействовано около 530 точек. Сначала надо завершить Профиль 1, а затем использовать результаты для корректировки местоположения Профилей 2 и 3 для оптимального покрытия.



• Этап 2 — Поперечные профили

После обработки данных этапа 1 добавляется пять поперечных профилей (отмечены синим). Что создаст «гибридную 3D» модель. Термин «гибридный» применяется, поскольку расстояние между профилями большое (несколько километров), поэтому интерполяция обеспечит лишь условный уровень точности. Количество точек здесь оценивается в 1000, но может быть скорректировано на основе результатов первого этапа. То же самое относится и к расположению профилей.

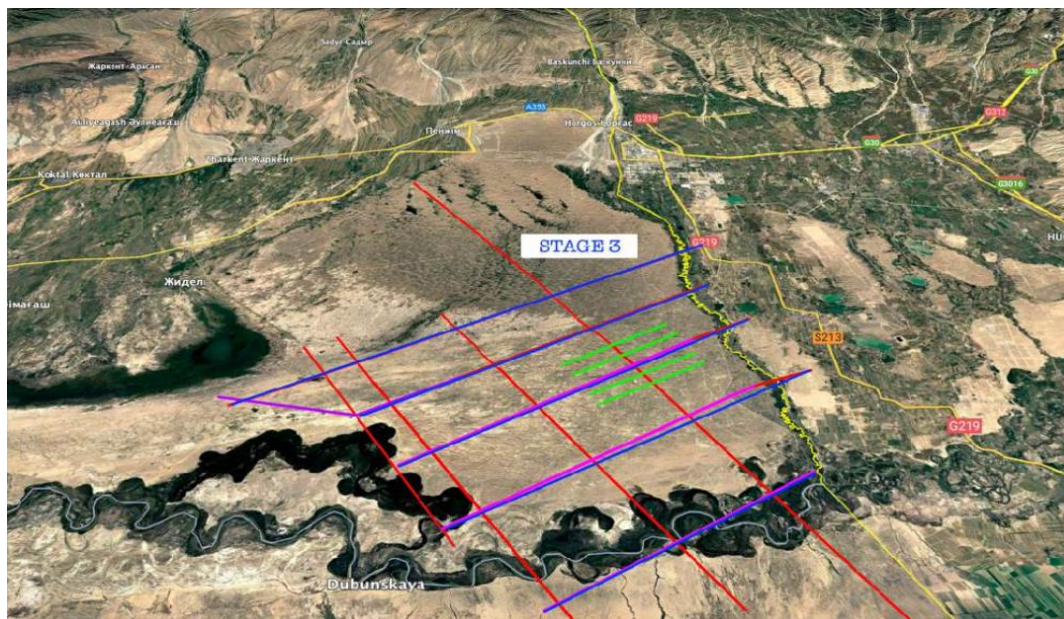


Этап 3 — Целевая плотная 3D-сетка

На основе профилей этапа 2 определяются наиболее перспективные участки.

В этих выбранных зонах проводится плотная 3D-сетка с близко расположенными профилями и точками. Этот целенаправленный подход обеспечит высокую точность в приоритетных зонах, избегая при этом ненужных затрат на полное 3D-покрытие.

Карта представлена исключительно в иллюстративных целях.



Данный метод позволяет оптимизировать затраты и финансовые, и технические, а также позволит получить практические результаты и сохранить гибкость для уточнения.

1.5.2. Объемы и методика сейсмических исследований

Полевые 2Д сейсморазведочные работы

На контрактной территории планируется проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 1500 пог. км, при этом в Жетысуской области будет проводиться сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1050 пог.км. и в Алматинской области - сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 450 пог.км.

В дальнейшем при составлении проекта на производство сейсморазведочных работ 2Д, с согласованными параметрами съемки 2Д, стоимость этих работ будет скорректирована.

Перед сейсморазведочными работами 2Д ставятся следующие задачи:

- 1.Разведка ловушек углеводородов в палеозойских и мезозойских отложениях;
- 2.Составление модели изучаемых природных резервуаров;
- 3.Оценка углеводородного потенциала участка исследований;
- 4.Определение оптимальных мест заложения поисковых скважин.

Основные геологические задачи этих работ включают: трассирование тектонических нарушений, изучение скоростной характеристики разреза, привязка данных сейсморазведки к разрезам существующих скважин на территории участка, уточнение местоположения и глубин залегания потенциальных ловушек нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях и уточнение мест заложения проектируемых поисковых скважин.

В процессе сейсморазведочных работ в полевых условиях предусматривается организация полевой обработки с использованием самого современного обрабатывающего комплекса обработки, позволяющего оперативно оценить качество полевого материала. Этот комплекс позволит получить качественную сумму временного разреза по каждому профилю уже на следующий день после завершения отработки профиля в поле. Это позволит оперативно оценить качество полученного материала и обнаружить новые перспективные объекты. В случае, если по какому-то профилю выяснится, что по перспективному палеозойскому и мезозойскому комплексам вырисовывается новая ловушка, то в процессе полевых работ могут быть внесены изменения в очередность и направления проектируемых профилей с тем, чтобы точнее оконтурить такие вновь выявленные объекты. В связи с этим и направление, и длина некоторых проектных профилей могут быть впоследствии уточнены окончательно.

Полевые 2Д сейсморазведочные работы будут проводиться с использованием самой передовой и современной техники и технологии, обеспечивающей получение данных высокого качества и высокого разрешения. Дизайн и основные параметры методики полевых сейсморазведочных работ должны быть выбраны исходя из решаемых геологических задач. Ими являются - детальное и достоверное изучение глубокозалегающих перспективных ловушек углеводородов.. Исходя из этого, должна быть разработана оптимальная методика полевых 2Д сейсморазведочных работ на основе имеющихся данных о геологическом строении площади и анализа проведенных предыдущих сейсморазведочных работ по разным методикам и дизайнам. Проводимые полевые сейсморазведочные работы должны обеспечить получение материала высокого качества и высокой

разрешенности. Только такое качество полевого материала сейсморазведки позволяет в дальнейшем, при его обработке и интерпретации, точнее построить структурные карты по перспективным горизонтам и рассчитать все необходимые сейсмические атрибуты трасс с целью прогноза наличия залежей углеводородов по современной технологии прямых поисков углеводородов. Исходя из этого, полевые сейсморазведочные работы должны быть проведены по центральной системе отстрела, с шагом ПВ – 50 метров, шагом ПП - 25 метров, с максимальной кратностью накопления суммарных трасс, длительность записи 8 сек, дискретность 2 мсек и т.д.

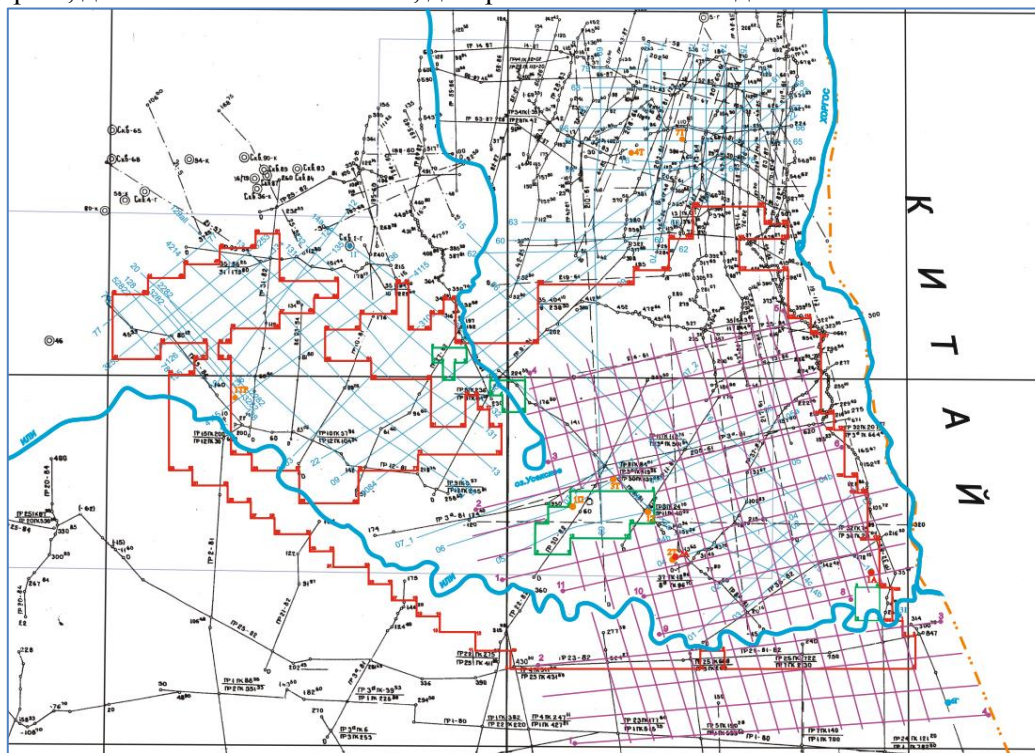


Рисунок 10. Схема размещения проектных 2Д сейсмопрофилей

Обработка данных 2Д сейсморазведки

Стационарная обработка данных 2Д сейсморазведки будет выполняться с использованием самых современных методик и технологий, обеспечивающих эффективное подавление помех различных типов, проведение достоверного скоростного анализа, оптимальной фильтрации трасс, увеличения соотношения сигнал/помехе, расширения спектров полезного сигнала, проведения процедур временной миграции до суммирования и т.д. Все новые сейсмические профили будут обработаны с восстановлением истинных значений амплитуд и с использованием передовой технологии временной миграции до суммирования и т.д. Качество результатов временной обработки данных 2Д сейсморазведки будет обеспечивать уверенное прослеживание опорных (целевых) отражающих горизонтов в палеозойских и мезозойских отложениях, анализа геологического строения территории в комплексе с результатами других геологоразведочных работ. В процессе обработки будут также приняты все возможные меры для обеспечения максимальной разрешенности и наилучшей прослеживаемости отражающих горизонтов в наиболее перспективных интервалах палеозойских отложений.

Основными задачами обработки будут являться:

- тестирование основных параметров и процедур обработки с целью выбора оптимальных параметров, процедур и графа (последовательности) обработки по технологиям стандартного графа, временной миграции до суммирования.
- включение в Граф обработки необходимых итераций коррекции статических и кинематических поправок, различные виды деконволюции и программ подавления, ослабления кратных и других всевозможных волн-помех, временную миграцию до суммирования и т.д.
- формирование единой скоростной модели среды на исследуемой территории с использованием существующих геолого-геофизических данных и результатов обработки сейсмических данных. Эта скоростная модель среды применяется для контроля качества обработки и для площадных глубинных построений.
- выполнение программ и процедур по динамической обработке данных с целью анализа атрибутов сейсмики и анализа сейсмофациальной характеристики палеозойских отложений.
- надежное выделение и прослеживание отражающих горизонтов.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

-достижение высокого разрешения и лучшего прослеживания отражающих горизонтов по сравнению с ранее полученными и обработанными материалами на данной площади.

-максимальное извлечение из исходных данных информации о скорости суммирования, о ее распределении по площади.

-дополнительное повышение точности, разрешения и сохранения кинематических и динамических особенностей записей палеозойского разреза.

-обеспечение максимально точных изображений целевых горизонтов для дальнейших структурных построений.

-выделение на временных разрезах тектонических нарушений и разломов в осадочном разрезе.

Интерпретация данных 2Д сейсморазведки

Интерпретация обработанных данных 2Д сейсморазведки будет выполняться с применением самых современных аппаратных и программных средств, включающих в себя многоцелевые прикладные пакеты, обеспечивающие решение поставленных геологических задач. Интерпретация данных 2Д сейсморазведки с данными пробуренных скважин будет выполняться в два этапа; структурная интерпретация и динамическая интерпретация.

Структурная интерпретация данных 2Д сейсморазведки

Будут выполнены следующие работы:

- получение всех результатов обработки данных 2Д сейсморазведки и данных по ранее пробуренным скважинам.

- анализ качества и полноты всех полученных данных.

- формирование проекта интерпретации на рабочей станции.

- загрузка всех геолого-геофизических данных в созданный для интерпретации проект.

-проверка достоверности загруженных данных.

-увязка данных 2Д сейсморазведки с данными ранее пробуренных скважин.

-корреляция основных отражающих горизонтов по временным разрезам.

-временные разрезы должны быть увязаны со скважинами через синтетические сейсмограммы.

-корреляция должна быть проведена по всем основным горизонтам.

-трассирование всех тектонических разрывных нарушений.

-разработка достоверной скоростной модели среды на основе данных скважин и скоростей суммирования, полученных во время обработки данных 2Д сейсморазведки.

-построение карт изохрон и структурных карт по всем коррелируемым отражающим горизонтам в масштабах 1:100 000.

Динамическая интерпретация данных 2Д сейсморазведки

В случае обнаружения на волновом поле временных разрезов сейсмических профилей МОГТ аномалий, возможно связанных с залежами УВ, будут выполнены следующие работы:

-составлены карты распределения атрибутов сейсмической записи по перспективным коллекторам .

-составлены карты распределения сейсмофаций.

-по возможности расчет моделей акустического импеданса.

-анализ динамических характеристик коллекторов в осадочном разрезе и оценка их перспективности для проведения поискового бурения.

1.5.3. Система расположения поисковых скважин

Настоящим проектом разведочных работ по поиску углеводородов, предусматривается бурение двух поисковых скважин, глубиной 4000м и 3700 м (+/-250м).

Следует отметить, что местоположение проектных поисковых скважин AOV-1 и AOV-2 будет уточняться после проведения пассивных геофизических исследований и сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, их обработки и интерпретации, а также будут корректироваться их проектные глубины.

Координаты проектных скважин.

№ скв.	Координаты	
	X	Y
AOV-1	43° 50' 3,00 с.ш	80°12' 44 в.д.
AOV-2	43В°49' 18.00 с.ш	80°27' 28 в.д

Поисковая скважина AOV-1 – независимая, проектируется как дублер скважины 2-Т, юго-западнее от нее на расстоянии 200м, местоположение будет уточнено в результате проведения пассивных геофизических методов и 2Д сейсморазведочных работ. Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей нефти и газа. Проектная

глубина 4000м, проектный горизонт - нижняя пермь-карбон.

Поисковая скважина AOV-2 – независимая, условно проектируется в юго-восточной части участка Жаркент северо-западнее скважины 3-Г на расстоянии 3000м. Местоположение скважины будет уточнено по результатам интерпретации новых данных пассивных геофизических методов и 2Д сейсморазведки. Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей углеводородов. Проектная глубина 3700м, проектный горизонт- нижняя пермь-карбон.

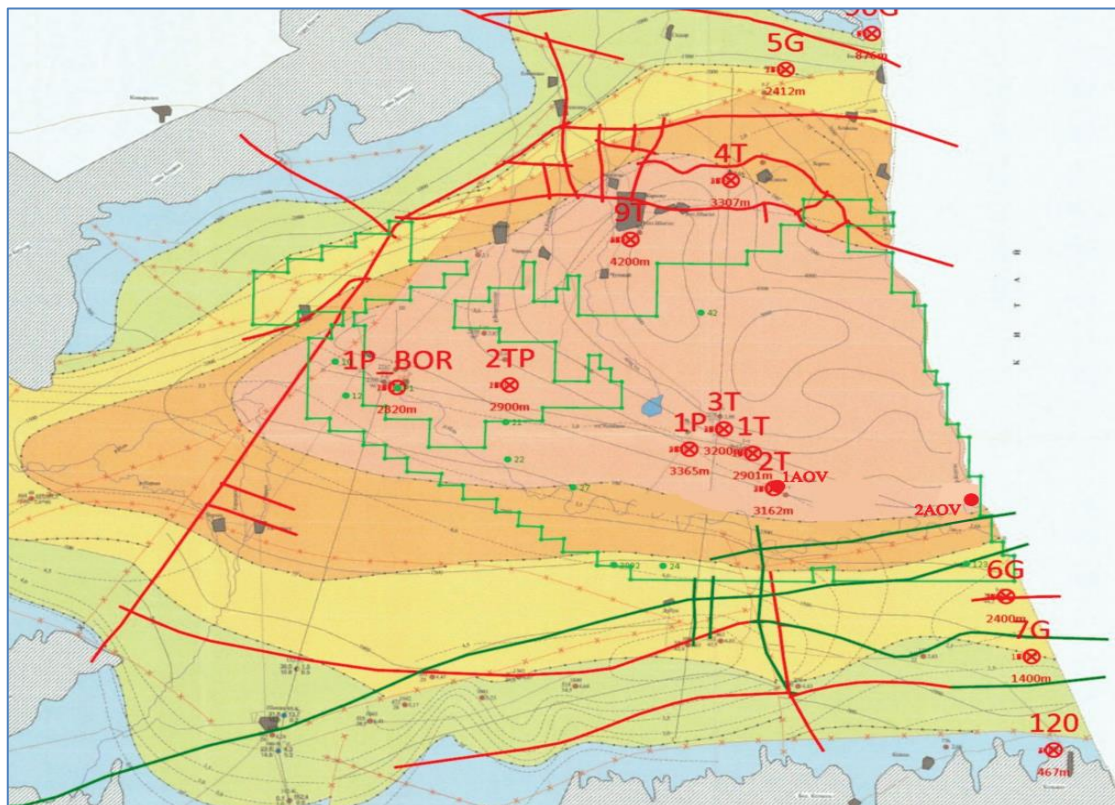


Рис. 11. Схема размещения проектных скважин AOV-1и AOV-2

1.5.4. Геологические условия проводки скважин

Из опыта бурения скважин, ранее пробуренных на контрактной территории, можно сделать вывод, что геологические условия их проводки характеризуются различной сложностью.

В процессе бурения проектируемых на контрактной территории скважин ожидаются следующие осложнения:

- при проходке четвертичных отложений возможны поглощения бурового раствора и обвалы стенок скважины, размывы забоев.
- при проходке юрско-меловых отложений возможны сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора, а также образование глинистых корок против проницаемых пород, нефтегазопроявления
- при проходке триасовых отложений, возможны сужения ствола скважины вследствие набухания глинистых частиц при воздействии фильтрата бурового раствора.

Таблица 1.5.4-1. Геологические условия проводки скважины AOV-1

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза
	от	до	толщина		
1	2	3	4	5	6
1	0	222	260	Q	терригенные породы
2	222	784	1055	N ³ ₂ K	терригенные породы
3	784	1214	340	N ¹⁻² ₂ A ₂	терригенные породы
4	1214	1443	229	N ¹⁻³ ₁ A ₁	терригенные породы
5	1443	1563	120	P ²⁻³ ₃	терригенные породы
6	1563	1680	117	P ₃ ²⁻³ K	терригенные породы

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфическая приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза
	от	до	толщина		
1	2	3	4	5	6
7	1680	1785	105	K ₂	терригенные породы
8	1785	1906	121	K ₁	терригенные породы
9	1906	1920	14	J ₃	терригенные породы
10	1920	2160	240	J ₂	терригенные породы
11	2160	2330	170	J ₁	терригенные породы
12	2330	2509	179	T ₃	терригенные породы
13	2509	2621	112	T ₂	терригенные породы
14	2621	2849	228	P-T ₁	терригенные породы
15	2849	3154	305	P	терригенные породы
16	3154	4000	846	P-C	терригенные и эффузивные породы

Таблица 1.5.4-2. Геологические условия проводки скважины AOV-2

№№ пп	Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями, м			Стратиграфиче ская приуроченность	Литологические особенности и характеристика разреза
	от	до	толщина		
1	2	3	4	5	6
1	0	110	110	Q	терригенные породы
2	110	880	770	N	терригенные породы
5	880	1240	360	P	терригенные породы
7	1240	1455	215	K ₁₋₂	терригенные породы
9	1455	1860	405	J	терригенные породы
11	1860	2280	420	T	терригенные породы
12	2280	2440	160	P-T	терригенные породы
14	2440	2880	440	P ₂	терригенные породы
15	2880	3700	820	P ₁ -C	Терригенные, эффузивные (выветрелые дацит порфиры)

1.5.5. Характеристика промывочной жидкости

Требования к буровым растворам разработаны с учетом всех осложнений, которые базируются на геологической информации, полученной при бурении скважин на участке Жаркент.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважин на участке Жаркент, для которого характерны следующие осложнения:

- углеводородопроявления с присутствием углекислого газа;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- посадки, затяжки и прихваты из-за осыпей стенок скважины, сужения ствола скважины и сальникообразования.

Так как продуктивные пласты приурочены к отложениям триаса, пермо-триаса, нижней перми и карбона, в разрезе которых отмечается наличие глин и аргиллитов, склонных к осыпям стенок скважины, кавернообразованию и прихватоопасности, а также, учитывая глинистость самих продуктивных пластов, при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей за счет обогащения водочувствительными глинами разреза. Это приводит к ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, поглощению бурового раствора, необоснованному увеличению расхода химических реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, и как следствие, к ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

При бурении под эксплуатационную колонну (интервал вскрытия продуктивных пластов), с целью максимального сохранения коллекторских характеристик и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение необходимо производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, который должен отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- минимально допустимая плотность бурового раствора (с целью недопущения необоснованного увеличения репрессии на продуктивные пласты);
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских характеристик и недопущения колюматации пласта в качестве утяжелителя бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные утяжелители до плотности 1,36 г/см³, при необходимости увеличения плотности бурового раствора выше 1,36 г/см³ доутяжелять его баритом.

За 50 м до вскрытия продуктивных пластов и в процессе бурения предусмотреть ввод реагентов поглотителей или нейтрализаторов СО₂.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части) прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в объеме 6 – 7 м³.

При подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны буровой раствор обработать смазывающим реагентом.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусмотреть трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита с размерами ячеек для грубой и тонкой очистки, песко- и илоотделители, центрифуга (использовать при необходимости).

Выбор и обоснование перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт в результате его высокой фильтрации рассол необходимо загущать специальными полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ). Для нейтрализации углекислого газа необходимо вводить поглотители или нейтраллизаторы СО₂.

Таблица 1.5.5-1. Характеристика промывочных жидкостей

Интервалы бурения, м	Тип промывочной жидкости	Параметры промывочной жидкости					Наименование (назначение) химических реагентов
		Плотность, г/см ³	Вязкость, сек	СНС, фунт/100фу ²	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-15	Бентонитовый	1,08-1,10					

15-575	Полимер-калиевый	1,08-1,10	35-45	4-5/9-10	6-7	8-9,0	Понизители водоотдачи; КОН (NaOH) для поддержания pH; структурообразователи; инкапсуляторы; ингибиторы глин и аргиллитов разреза; разжижители;
575-2000/1500	Полимер-калиевый	1,14-1,19	35-50	5-7/9-12	менее 5	8,5-9	Понизители водоотдачи; структурообразователи; инкапсуляторы; разжижители; КОН (NaOH) для поддержания pH; регуляторы реологических и структурно-механических показателей; ингибиторы глин и аргиллитов разреза; биоцид; буровой детергент (ПАВ).
2000/1500-4000/3700 Вскрытие продуктивных пластов	Полимер-калиевый	1,17-1,23	30-65	6-8/10-16	3-4	8,5-9	Понизители водоотдачи; КОН (NaOH) для поддержания pH; структурообразователи - вводить при необходимости; разжижители; ингибиторы глин и аргиллитов разреза; регуляторы реологических и структурно-механических показателей; утяжелитель; биоциды; смазывающий реагент; поглотители или нейтрализаторы CO ₂ . Термостабилизаторы

1.5.6. Обоснование типовой конструкции скважин

В соответствии с предполагаемым геологическим разрезом и учетом возможных осложнений ниже приводится конструкция скважины, которая подробно будет описана в «Техническом проекте».

Для скважины АОV-1 глубиной 4000м и принята следующая конструкция:

- Направление Ø508 мм спускается на глубину 15 м с целью создания циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему. Высота подъема цемента- до устья.
- Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 575 м с целью Перекрытия верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора. Высота подъема цемента- до устья;
- Техколонна Ø244,5 мм спускается на глубину 2000м с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины. Установка превентора, противовыбросового оборудования (ПВО). Высота подъема цемента – до устья;
- Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 4000 м с целью вскрытия и опробования продуктивных пластов. Высота подъема цемента – до устья.

Для скважины АОV-2 глубиной 3700м и принята следующая конструкция (таблица 5.6.1):

- Направление Ø508 мм спускается на глубину 15 м с целью создания циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему. Высота подъема цемента- до устья.

- Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 575 м с целью Перекрытия верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора. Высота подъема цемента- до устья;

- Техколонна Ø244,5 мм спускается на глубину 1500м с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины. Установка превентора, противовибросового оборудования (ПВО). Высота подъема цемента – до устья;

- Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 3700 м с целью вскрытия и опробования продуктивных пластов. Высота подъема цемента – до устья.

После спуска эксплуатационной колонны производится их испытание на герметичность опрессовкой давлением и снижением уровня.

Таблица 1.5.6-1. Сводные данные по типовой конструкции скважины, глубиной 4000 м/3700м (№№ АОВ-1,2)

№ п/п	Наименование колонн	Диаметр, мм		Группа прочности стали	Глубина спуска колонн, м	Высота подъема цемента от устья, м
		долота	колонны			
1	1	2	3	4	5	6
1	Направление	660.4	508	X52	15	0
2	Кондуктор	444.5	339.7	K-55	575	0
3	Промежуточная колонна	311.1	244.5	N-80, K-55	2000/1500	0
4	Эксплуатационная колонна	215.9	177.8	L-80	4000/3700	0

Окончательный выбор конструкции скважины может быть уточнен при обсуждении и подготовке технического проекта на бурение скважин.

Технология и качество цементирования скважин

Программы цементирования обсадных колонн должны быть разработаны с учетом геологических условий и рекомендуемых конструкций проектных скважин (табл. 5.6.1), в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан (21, 28) и включать следующий комплекс мероприятий, обеспечивающих надежную герметизацию затрубного пространства.

Мероприятия по подготовке ствола скважины: шаблонирование и проработка ствола скважины; применение ингибированных буровых растворов; применение специальных буферных жидкостей, обеспечивающих максимальное вытеснение остатков бурового раствора; обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технология и способ цементирования обсадных колонн: использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью и двухступенчатого метода цементирования для обеспечения проектной высоты подъема цемента и предотвращения возможных поглощений.

Тампонажные растворы и материалы: использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G(HSR) или ПЦТ I-CC-100; для цементирования интервалов с температурой более 110 оС рекомендуется использование специальных термостойких цементов и смесей (ЦГТТ-160, ШПЦС-120 и др.) или, в случае применения базового цемента, добавку тонкомолотого кремнезема в количестве 35-40 % для повышения термостойкости цементного камня; выбор реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости; использование эффективных химических реагентов и добавок (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, дисперсанты, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня.

Технологическая оснастка обсадных колонн: выбор и расстановка элементов технологической оснастки (муфты ступенчатого цементирования, центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин; уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

1.5.7. Оборудование устья скважин

Тип бурового инструмента - Буровая установка: ZJ70 с верхним приводом, оснащённая 6 дизель-двигателями по 1200 кВт каждый. Дизельными генераторами мощностью 2 x 500 kW, ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

обеспечивающими питание буровой установки и жилого лагеря. В процессе проводки скважины на палеозойско-мезозойские отложения для предотвращения водонефтегазопроявлений и герметизации устья скважины предусматривается установить:

- на кондуктор Ø339,7 мм - противовыбросовое оборудование на 35 МПа (ПУГ 13-5/8"»х5000psi, ППГ13-5/8"»х5000psi);
- на тех колонну Ø244,5 мм - противовыбросовое оборудование на 70 МПа (ПУГ 9-5/8"»х10000psi, ППГ9-5/8"»х10000psi и один плащечный срезачей);
- после спуска эксплуатационной колонны Ø177,8 мм на устье устанавливается фонтанная арматура АФК – 80х70.

Таблица 1.5.7-1

Оборудование устья скважин (№№ АОУ-1,2)

Тип (марка) противовыбросового оборудования	Рабочее давление, МПа	Ожидаемое устьевое давление, МПа	Количество превенторов, шт.	Диаметр колонны, на которую устанавливается оборудование, мм
1	2	3	4	5
ПУГ 13-5/8"»х5000psi	35	-	1	Кондуктор Ø339,7 мм
ППГ13-5/8"»х5000psi	35		1	
ПУГ 9-5/8"»х10000psi	70	9,0	1	Техколонна Ø 244,5 мм
ППГ9-5/8"»х10000psi и один плащечный срезачей	70		1	
АФ6 –80х70 ОКК2-35-178х245х340	70	11,5	1	Эксплуатационная Ø 177,8 мм

Примечание: Типовая схема монтажа и спецификация противовыбросового оборудования составляется буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки.

1.5.8. Отбор керна и шлама в проектной скважине

Исходя из требований инструкций по проведению поисков и разведки месторождений, в Проекте предусмотрено пробурить скважины со сплошным отбором керна из продуктивных горизонтов.

Интервалы отбора образцов керна и шлама в процессе проводки скважин будут уточняться геологической службой недропользователя в зависимости от различных факторов. В таблицах ниже даны ориентировочные интервалы отбора. После подъема керна или боковых грунтов необходимо произвести его макроописание. Особое внимание следует обращать на наличие признаков нефтегазоносности и описывать их характер (запах, пропитанность, интенсивность насыщения). Образцы с признаками углеводородов герметизируются и максимально быстро доставляются в соответствующую лабораторию для комплексного анализа. Керна мыть не рекомендуется.

Таблица 1.5.8-1

Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скважинах, глубиной 4000 м. (№ АОУ-1)

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
AOV-1	P-T	2740-2758	18	по всему разрезу скважины, с глубины 15м до проектной глубины 4000м через 5 м.
	P-T	2880-2898	18	
	P	3056-3074	18	
	P	3100-3118	18	
	P-C	3630-3648	18	
	P-C	3700-3718	18	
Всего: 108м				

Примечание: Интервалы отбора керна и шлама будут корректироваться геологической службой недропользователя во время выполнения буровых работ.

Таблица 1.5.8-2

Предполагаемые интервалы отбора керна и шлама в скважинах, глубиной 3700 м. (№ АОУ-2)

№ скважины	Возраст отложений	Интервал отбора керна, м	Проходка, м	Отбор шлама
AOV-2	P-T	2430-2448	18	по всему разрезу скважины, с глубины 15м до проектной глубины 3700м через 5 м.
	P-T	2580-2598	18	
	P	2750-2768	18	
	P	2820-2838	18	
	P-C	3330-3348	18	
	P-C	3415-3433	18	
Всего: 108м				

Примечание: Интервалы отбора керна и шлама будут корректироваться геологической службой недропользователя во время выполнения буровых работ.

Шлам отбирается в количестве 200-300гр для литологических и биостратиграфических анализов из всех скважин. Необходимо предусмотреть подготовку небольших – 50г отмытых, сухих образцов для коллекции и для оперативного предоставления Заказчику и в исследовательскую лабораторию. При отборе шлама и его привязки к разрезу скважины необходимо учитывать время отставания подъёма шлама из скважины и вносить соответствующие поправки. Шлам отбирается в местах, максимально приближённых к устью скважины (если есть возможность, то из желоба). При описании шлама следует отделять обвальную породу от забойной. Шлам пакуются в специальные мешочки, которые нумеруются (в этикетке указывается: название площади, № скважины, глубина с учётом поправки на отставание, № образца). Отобранный шлам по необходимости направляется в лаборатории на анализы и в кернохранилище для хранения. По результатам макроописаний шлама и керна составляется шлаго-кернограмма.

В проектируемых скважинах керновый материал должен отбираться с целью получения информации о фильтрационно-емкостных и петрофизических свойствах горных пород (пористость, карбонатность, гранулометрический состав и др.), являющихся исходным данным при подсчете запасов и проектировании разработки.

Распределение интервалов отбора керна по разрезу проектируемых скважин основывается на фактических данных по насыщенности разрезов скважин, пробуренных на рассматриваемом месторождении.

При бурении с отбором керна рекомендуется ограничить максимальный интервал каждого долбления длиной колонковой трубы, равной 9м, так как увеличение интервала отбора керна ведет к уменьшению его линейного выноса, что затруднит привязку керна к ГИС и не дает достоверной информации.

Отбор керна предусматривается в проектных скважинах. Количество и конкретные интервалы отбора керна будут уточнены в каждой скважине по результатам данных промежуточного ГИС.

1.5.9. Опробование и испытание перспективных горизонтов

В процессе бурения проектируемых скважин основное внимание уделяется выяснению продуктивности перспективных горизонтов и получению коммерческих притоков нефти и газа. Вскрытие возможно продуктивных горизонтов в процессе бурения производится при параметрах промывочной жидкости, соответствующих геологическим условиям и максимально снижающим неблагоприятные последствия кольматации призабойной зоны шлагом, затрудняющих и осложняющих испытание пластов на продуктивность. Поэтому параметры промывочной жидкости, технические средства очистки ее от выбуренных пород и шлама, предусмотренные геолого-техническим нарядом, должны строго соблюдаться и контролироваться.

Испытание пластов в процессе бурения

Возможность проведения испытаний пластов с помощью пластоиспытателей, спущенных на трубах, будет решаться геологической службой недропользователя в процессе бурения исходя из геологических условий.

Испытание в эксплуатационной колонне

Освоение продуктивных горизонтов будет производиться с созданием депрессии на пласт за счет смены бурового раствора на воду с последующей аэрацией.

В таблицах ниже приведены проектные интервалы опробования в эксплуатационной колонне, приуроченные к предполагаемым продуктивным горизонтам, которые будут уточняться специалистами после выдачи заключения по результатам промыслово-геофизических исследований.

Таблица 1.5.9-1

Таблица 1.5.9-1 - Предполагаемые интервалы опробования в скважине, глубиной 4000 м (№ AOV-1) в обсаженном стволе

Геологический возраст	№ скважины	Интервал опробования и количество объектов
		в эксплуатационной колонне
Р-Т	AOV-1	2745-2904
Р		3056-3138
Р-С		3628-3737
Итого объектов:		3

Таблица 1.5.9-2 - Предполагаемые интервалы опробования в скважине, глубиной 3700 м (№ AOV-2) в обсаженном стволе

Геологический возраст	№ скважина	Интервал опробования и количество объектов
		в эксплуатационной колонне
Р-Т	AOV-2	2439-2598
Р		2750-2832
Р-С		3322-3431
Итого объектов:		3

Примечание: Интервалы опробования и количество объектов будут уточняться геологической службой недропользователя, так как глубины залегания перспективных горизонтов нет возможности уточнить.

Таблица 1.5.9-3. Прогнозные объемы добычи нефти и газа

Скважины	Количество объектов испытания	Горизонт	Дебит УВ, у. е.	Период испытания, сутки	Газовый фактор, м3/м3	Плотность нефти, кг/м ³	Добыча УВ, тн. тыс.м3 р.г
1	2	3	4	5	6	7	8
AOV-1	3	Р-Т, Р, Р-С	10	270	180	800	2160 тн нф 388,8тыс.м3р.г.
AOV-2	3	Р-Т, Р, Р-С	10	270	180	800	2160 тн нф 388,8тыс.м3 р.г.
Всего							5320тн нф 777,6 тыс.м3 р.г

Суточная добыча не превышает 500т/сут.

1.5.10. Попутные поиски

Попутные поиски заключаются в комплексном изучении вскрываемого разреза с целью обнаружения залежей полезных ископаемых.

Основным методом изучения радиоактивности горных пород является гамма-каротаж, проводимый в открытом стволе и со 100-% охватом запроектированного метража бурения. Кроме того, предусмотрен отбор проб воды для определения водорастворенных солей урана и радия.

Объем работ по массовым поискам урана и радия в проектных скважинах составляет:

1. Гамма-каротаж – 4000 м/3700м (скв. AOV-1, AOV-2)
2. Контрольный каротаж в объеме 10 %
3. Отбор проб воды (по 1 л) - ориентировочно по 1 пробе из каждого объекта испытания.

Поиски микроэлементов включают отбор проб воды при получении притока воды (объем 2 л), 1 определение микроэлементов- 2 пробы.

Все гамма-каротажные работы проводятся по договору с соответствующей геофизической организацией, выполняющей все работы ГИС или с другими организациями.

При бурении поисковых скважин необходимо попутно вести поиски пресных вод для хозяйственно-питьевого, технического и мелиоративного водоснабжения, а также минеральных и термальных вод в бальнеологических и теплоэнергетических целях. Обязательным условием является определение в них редких элементов (бора, брома, йода, гелия, лития, цезия, ванадия и др.)

При обработке керна необходимо обратить внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, железистых и марганцевых руд, цветных и редких металлов, строительных материалов, различных видов сырья.

В разрезе пробуренных скважин отмечаются только прослои углей небольшой толщины, не имеющие промышленного значения.

В соответствии с «Положением об использовании ликвидированных разведочных, поисковых, параметрических и отдельных скважин, давших при опробовании воду», необходимо, в случае их ликвидации, использовать последние для комплексных гидродинамических и гидрогеологических исследований.

1.5.11. Обработка материалов поисковых работ

В процессе проводки скважин геологической службе недропользователя необходимо проводить систематическое описание шлама, керна и специальные наблюдения за газопоказаниями, нефтегазопоявлениями и поглощением промывочной жидкости и т.д. По результатам оперативной обработки материалов ГИС и всей получаемой геолого-геофизической информации определяется порядок отбора и анализа образцов керна и пластовых флюидов, глубина спуска колонн, готовятся программы операций и исследований. Конечным результатом поисково-разведочных работ является подготовка базы данных для оперативного подсчета запасов углеводородов и апробация отчета в ГКЗ Республики Казахстан. Апробированные в отчете по оперативному подсчету запасов данные будут основой для составления дальнейших проектных документов.

Другим не менее важным направлением обработки данных бурения является проведение оперативного анализа геолого-геофизических материалов, на основе которого следует вносить коррективы в уже согласованные планы работ и бурение очередных скважин.

Важнейшими задачами оперативного анализа являются:

- уточнение строения структурных ловушек в мезозое и палеозое
- детализация разломной тектоники;
- выявление новых ловушек и оценка целесообразности проведения работ в них.

Результатом комплексной интерпретации полученных геолого-геофизических данных должна быть общая оценка перспектив нефтегазоносности контрактной территории.

Таблица 1.5.11-1. Виды и объемы геологоразведочных работ

№№ п.п.	Виды работ	Ед. изм.	Объем работ
	Пассивные геофизические методы (adrok, гелиевая съемка, тегавох)	кв. км	в качестве опции
1.	Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 2Д, обработка и интерпретация	пог. км	1500
2.	Количество скважин	скв.	2
4.	Объем бурения	пог.м	7700
5.	Отбор керна	пог.м	216
6.	Исследования ГИС	пог.м	7700
8.	Опробование в колонне	объект	6
	Лабораторные исследования:	образец	139

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

Применение наилучших доступных техник направлено на комплексное предотвращение загрязнения окружающей среды, минимизацию и контроль негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

Под областями применения наилучших доступных техник понимаются отдельные отрасли экономики, виды деятельности, технологические процессы, технические, организационные или управленческие аспекты ведения деятельности, для которых в соответствии с Кодексом определяются наилучшие доступные техники.

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

Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей нефти и газа.

Намечаемая деятельность ТОО "Almaty Oil Ventures" проведение разведочных работ по поиску углеводородов, бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электро-разведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка

МОГТ2Д, объемом 1050 пог.км. на участке Жаркент в Жетысуской области Республики Казахстан согласно пп.1 п.1 приказа №223-Ө от 12.08.2025 года проекты геологоразведки относятся ко **II (второй) категории объектов**, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Наилучшим условием реализации природ сберегающей технологии является условие, когда основные производственные процессы не зависят от квалификации персонала, а организационно-управленческие структуры процесса составляют неотъемлемую часть используемой техники и технологии.

Однако в настоящее время такие технико-технологические разработки отсутствуют.

Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует о их соответствии передовому научнотехническому уровню.

Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности.

На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач.

В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Используемые технологические оборудования на участке соответствуют противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании оборудования с соблюдением правил безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются: характер работ, производительность технологических оборудования, малоотходность или безотходность технологий, минимум затрат на приобретение и эксплуатацию оборудования.

Получение комплексного экологического разрешения по данному проекту не требуется.

1.7. Описание работ по утилизации 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 утилизации 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 МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано 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 и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный(1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный(2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный(3)</i>	Площадь воздействия от 10 до 100 км ² , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный(4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный(1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности(2)</i>	Воздействие 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)	
<i>Низкая(1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность

Средняя(9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего у законченный предел.
Высокая(28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки компонента 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		
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4	28-64	Воздействие высокой значимости

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

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

Для каждого компонента социально-экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются 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
Локальное(2)	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
Местное(3)	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
Региональное(4)	Воздействие проявляется на территории области

Национальное(5)	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
Нулевое(0)	Воздействие отсутствует
Кратковременное(1)	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
Средней продолжительности(2)	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3-х месяцев) до 1 года
Долговременное(3)	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
Продолжительное(4)	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
Постоянное(5)	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Нулевое(0)	Воздействие отсутствует
Незначительное(1)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниями изменчивости этого показателя
Слабое(2)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
Умеренное(3)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднего районного уровня
Значительное(4)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднего областного уровня
Сильное(5)	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 средству 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

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объемами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Настоящий проект является первым проектным документом для недропользователя ТОО «Almaty Oil Ventures», который приступил к работам согласно Контракта №5502-УВС от 02.07.2025г на проведение разведки и добычи углеводородного сырья. Срок действия Контракта до 02 июля 2031 года.

Проектом запланировано: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электро-разведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1500 пог.км.

При этом надо отметить, что основной объем работ будет проводиться в Жетысуской области, а именно: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1050 пог.км.

Таблица 1.8.1-1. График планируемых работ

№ п/п	Планируемые работы и № скв.	Год
1	Масштабная гелиевая съемка (зависимый объем) Пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем) Проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем)	2026-2027 гг.
2	МОГТ 2Д сейсморазведка, 1500пог.км. Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ МОГТ 2Д. Увязка сейсмических данных разных лет и другие работы.	2026-2028гг
3	Разработка и согласование индивидуально-технических проектов на строительство поисковых скважин с глубиной 4000м(+250м) и 3700м (+250м) включая проект РООС.	2026-2027
4	Бурение скважины АОУ-1, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС, испытание продуктивных пластов, гидродинамические исследования скважины	2026-2027гг
5	Бурение скважины АОУ-2, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС, испытание продуктивных пластов, гидродинамические исследования скважины	2028-2029
6	Переинтерпретация сейсмических материалов, с учетом полученных фактических данных по скважинам	2029
7	Обобщение данных геологоразведочных работ, определение дальнейших направлений ПРР	2030-2031

Продолжительность строительства типовых скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных разведочных скважин на контрактной территории.

– Проведение пассивной сеймики, 300 кв.км;

– Проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 1500 пог.км., с целью изучения особенностей геологического строения осадочного комплекса и подготовки их поисковому бурению;

- По результатам сейсморазведочных работ МОГТ 2Д бурение поисковых скважин АОУ-1, АОУ-2 с общим метражом 7700м;

Продолжительность строительства типовых скважин приняты исходя из опыта бурения ранее пробуренных поисковых скважин на прилегающих площадях и на контрактной территории.

Продолжительность бурения проектных скважин на мезо-палеозойский комплекс (АОУ-1, АОУ-2), с проектными глубинами 4000м и 3700 м, соответственно составляет 750 суток:

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины АОУ-1, проектной глубиной 4000м (+250м), составит 375 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 30 суток;
- бурение и крепление скважины – 75 суток;
- испытание: - в эксплуатационной колонне – 270 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток);

Продолжительность цикла бурения и испытания скважины АОУ-2 проектной глубиной 3700м (+250м), составит 375 суток и состоит из 3-х этапов:

- строительно-монтажные работы – 30 суток;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- бурение и крепление скважины – 75 суток;
- испытание: - в эксплуатационной колонне – 270 суток (из расчета на 1 объект испытания – 90 суток).

Масштабная гелиевая съёмка, пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) и проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok относятся к экологически безопасным методам исследований. При выполнении указанных работ не применяется бурение, взрывные работы и иные виды механического воздействия на окружающую среду. Используется исключительно сенсорное оборудование и компьютерные комплексы для регистрации и обработки данных.

В связи с этим данные методы не оказывают негативного воздействия на окружающую среду, а также не нарушают естественное состояние экосистем.

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 МОГТ 2Д в объеме 1500 пог.км

Основными источниками загрязнения и во время строительных работ будут 20 источников, из них 9 организованных и 11 неорганизованных источников.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельгенератор SDMO-305;
- ист. N 0002, Дизельгенератор AC-250;
- ист. N 0003, Дизельгенератор;
- ист. N 0004, Сварочный аппарат ADD-305;
- ист. N 0005-0008, Виброустановка;
- ист. N 0009, Двигатель агрегата;

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) V - 30 м³;
- ист. N 6005, Емкость для бензина и ТРК (полевой лагерь) V -30 м³;
- ист. N 6006, Емкость для тех.масло (полевой лагерь) V -8 м³;
- ист. N 6007, Насосы ГСМ (полевой лагерь);
- ист. N 6008, Буровые работы;
- ист. N 6009, Движение автотранспорта по территории;
- ист. N 6010, Обратная засыпка грунта;
- ист. N 6011, Газовая резка;
- ист. N 6012, Пыление при движения грузовых машин.

Общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу при проведении сейсморазведочных работ МОГТ- 2Д, объемом 1050 пог.км в Жетысуской области на 2026-2028 годы составит: 18,759181г/сек и 113,38624 тонн.

Источники загрязнения могут перемещаться по участку.

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН АОУ-1, АОУ-2

Тип бурового инструмента - Буровая установка: ZJ70 с верхним приводом, оснащённая 6 дизель-двигателями по 1200 кВт каждый. Дизельными генераторами мощностью 2 x 500 kW, обеспечивающими питание буровой установки и жилого лагеря. Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин.

Строительство одной скважины состоит из следующих этапов:

- о Строительно-монтажные и подготовительные работы;
- о Бурение и крепление скважины;
- о Испытание скважины.

Все производственные стадии цикла строительства скважины характеризуются последовательным выполнением работ.

Этап подготовительных и строительно-монтажных работ заключается в сооружении фундаментов, монтаже бурового оборудования, строительстве привышечных сооружений, устройстве сточных желобов, бетонировании площадок.

Технологические площадки под буровым оборудованием, согласно проектным данным, гидроизолируются. Площадки под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком покрываются цементно-глинистым составом. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии.

Бурение и крепление скважины. Бурение скважины производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором. Скважины укрепляют обсадными колоннами для предохранения стенок скважины от обрушения и образования каверн, для изоляции водоносных горизонтов и ограничения тех участков скважины, где могут неожиданно встретиться какие либо проявления нефти и газа. Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины предусматривается крепление скважины обсадными колоннами и цементирование заколонного пространства.

Испытание в колонне. При получении положительного результата о наличии признаков нефти предусмотрено испытание в открытом стволе и в эксплуатационной колонне.

Испытание скважины планируется проводить методом кратковременного опробования (испытания на приток) с использованием факельной установки. В ходе испытаний осуществляется контролируемый выпуск продукции скважины с целью определения дебита, пластового давления и состава флюидов. Сжигание газа в факеле носит временный и технологически обоснованный характер и осуществляется исключительно на период испытаний.

При дальнейшей реализации намечаемой деятельности будут соблюдены требования пункта 4 статьи 146 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», согласно которым сжигание сырого газа в факелах допускается только при наличии соответствующего разрешения уполномоченного органа в области углеводородов.

На этапе проведения **строительно-монтажных и подготовительных работ (СМР)** количество источников выделения загрязняющего вещества составит 8 единиц, расположенные на площадке бурения скважины, из них 2 – организованный и 6 - неорганизованных.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельный двигатель сварочного агрегата АДД-3124;
- ист. N 0002, Дизельная электростанция 500 кВт .

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, Насос для дизтоплива.

При проведении **работ по бурению и креплению скважин**, выявлено 28 источников загрязнения, 14 источников организованные, остальные 14 – неорганизованные, из них:

Организованные источники:

- ист. N 0003-0006, Двигатель Caterpillar 3512 (привод буровой установки);
- ист. N 0007-0010, Дизель-генераторная станция CAT3508, N=596,5 кВт;
- ист. N 0011, Дополнительная эл. станция VOLVO, N=400 кВт;
- ист. N 0012, Двигатель буровой установки ";
- ист. N 0013, Цементируемый агрегат "ЦА-320М;
- ист. N 0014, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0015, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0016, Дизельная электростанция АДД200 (освещение).

Неорганизованные источники:

- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива 60 м3;
- ист. N 6008, Емкость для дизтоплива 30 м3;
- ист. N 6009, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6010, Емкость для отработанных масел;
- ист. N 6011, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6012, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6013, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6014, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6015, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6016, Насос для бурового раствора;

- ист. N 6017, Буровой насос;
- ист. N 6018, Дегазатор;
- ист. N 6019, Сепаратор
- ист. N 6020, Ремонтно-механическая мастерская

На стадии проведения **работ по испытанию и КРС скважин** количество источников загрязнения составит 21 единиц, из них 11 организованных и 10 неорганизованных:

Организованные источники:

- ист. N 0017, Двигатель буровой установки;
- ист. N 0018, Дизельгенератор;
- ист. N 0019, Цементировочный агрегат "ЦА-320М;
- ист. N 0020, Факельная установка;
- ист. N 0021, Силовой привод установки ";

Неорганизованные источники:

- ист. N 6021, Емкость для хранения дизтоплива V -30 м3;
- ист. N 6022, Емкость для ех.масло;
- ист. N 6023, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6024, Устье скважины;
- ист. N 6025, Газосепаратор;
- ист. N 6026, Конденсатосборник;
- ист. N 6027, Емкость для нефти V -50 м3;
- ист. N 6028, Насос для нефти;
- ист. N 6029, Площадка налива нефти;

ПРИ КРС СКВАЖИН

Организованные источники:

- ист. N 0022-0023, Дизельный двигатель установки;
- ист. N 0024, Дизельная электростанция;
- ист. N 0025, Цементировочный агрегат "ЦА-320М;
- ист. N 0026, Компрессорная установка;
- ист. N 0027, Дизельгенератор;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6030, Емкость для хранения дизельного топлива.

Общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу при бурении 1-ой скважины AOV-1, проектной глубиной 4000м (+-250м) на 2026-2027 годы общий составит 72,2733369 г/сек и 381,1291635тонн.

При бурении скважины AOV-2 проектной глубиной 3700м (+-250м) на 2028-2029 годы составит 72,2733369 г/сек и 381,1291635тонн.

При эксплуатации загрязнения атмосферного воздуха не производятся.

Количественные параметры выбросов, полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными.

Необходимо учитывать, что в данном проекте приведены ориентировочные предварительные расчетные данные по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу.

Объективно о качественной и количественной оценке выбросов при проведении планируемых работ можно будет судить на последующих стадиях рабочего проектирования в сопровождающем к нему разделе ООС, проанализировав и просчитав все проектные решения.

Количественный и качественный состав выбросов от источников загрязнения проектируемых работ, подлежащий утверждению в качестве нормативов НДВ, будет определен на следующих стадиях проектирования, когда точно будут известны технические решения по составу работ и оборудования, являющихся источниками загрязнения атмосферного воздуха.

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

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при сейсморазведки МОГТ 2Д, 1500 пог.км на 2026-2028 годы

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.001485	0.00535	0.13375
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.0001278	0.00046	0.46
0168	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)			0.02		3	0.0000033	0.00000594	0.000297
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0.001	0.0003		1	0.000079	0.0001242	0.414
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	6.859896365	41.131136	1028.2784
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.114712135	6.683482	111.391367
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.419444446	2.57132	51.4264
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.186116332	6.6773984	133.547968
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000033726	0.001454	0.18175
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	5.511358113	33.50521	11.1684033
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0001042	0.000375	0.075
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	0.000458	0.00165	0.055
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.21304	1.189	0.02378
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.07866	0.4397	0.01465667
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)		1.5			4	0.007866	0.04393	0.02928667
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.007241	0.04042	0.4042
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-		0.2			3	0.0009124	0.005098	0.02549

ТОО «Almaty Oil Ventures»

0621	изомеров) (203)								
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.006832	0.03814	0.06356667	
0627	Этилбензол (675)	0.02			3	0.00018873	0.001055	0.05275	
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000010885	0.000069884	69.884	
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.105774998	0.639152	63.9152	
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.00001625	0.0000731	0.001462	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2.56329611	15.9787	15.9787	
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.011	0.00696	0.0464	
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	0.6633244	4.42141	44.2141	
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.0072	0.004562	0.11405	
В С Е Г О :						18.75918119	113.386235524	1531.89998	

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

Таблица 1.8-2

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении скважины АОУ-1 проектной глубиной 4000м (+-250м) на 2026-2027 годы

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00776	0.004865	0.121625
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000609	0.0003815	0.3815
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	27.535937979	140.982783963	3524.5696
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	4.474588947	22.909702444	381.828374
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	1.636626278	9.017213303	180.344266

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «Almaty Oil Ventures»

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	5.102333335	25.363225	507.2645
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.008808808	0.11792287	14.7403588
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	22.369770583	120.759058029	40.2530193
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.000519	0.0003255	0.0651
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	0.000558	0.00035	0.01166667
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.008589	0.1135529	0.00454212
0410	Метан (727*)			50		0.052246014	0.756114826	0.0151223
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0.012378	0.1636527	0.01091018
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.265472715	4.71497	0.0942994
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.0066347	0.380708	0.01269027
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.0000866475	0.004976	0.04976
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	0.0000272475	0.0015633	0.0078165
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.000054485	0.0031266	0.005211
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000043972	0.000235021	235.021
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.419111109	2.1264725	212.64725
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.00042167	0.0003008	0.006016
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	10.317561444	53.673994	53.673994
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	0.037598	0.02603	0.2603
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.0046	0.002448	0.0612
	В С Е Г О :					72.273336934	381.129163454	5151.48473

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «Almaty Oil Ventures»

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 скважины АОУ-1 проектной глубиной 3700м (+-250м) на 2028-2029 годы

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00776	0.004865	0.121625
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000609	0.0003815	0.3815
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	27.535937979	140.982783963	3524.5696
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	4.474588947	22.909702444	381.828374
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	1.636626278	9.017213303	180.344266
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	5.102333335	25.363225	507.2645
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.008808808	0.11792287	14.7403588
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	22.369770583	120.759058029	40.2530193
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000519	0.0003255	0.0651
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	0.000558	0.00035	0.01166667
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.008589	0.1135529	0.00454212
0410	Метан (727*)				50		0.052246014	0.756114826	0.0151223
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.012378	0.1636527	0.01091018
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.265472715	4.71497	0.0942994
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.0066347	0.380708	0.01269027
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.0000866475	0.004976	0.04976

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «Almaty Oil Ventures»

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.0000272475	0.0015633	0.0078165
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.000054485	0.0031266	0.005211
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000043972	0.000235021	235.021
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.419111109	2.1264725	212.64725
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.00042167	0.0003008	0.006016
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	10.317561444	53.673994	53.673994
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	0.037598	0.02603	0.2603
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0046	0.002448	0.0612
В С Е Г О :							72.273336934	381.129163454	5151.48473
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

Земляные работы, связанные с погрузкой, разгрузкой и выравниванием поверхности площадки и подъездных автодорог будут осуществляться спецтехникой (по желанию Заказчика возможна использование других видом спецтехники с аналогичными характеристиками). Валовый выброс вредных веществ от автотранспорта рассчитанный по планируемому расходу бензина и дизельного топлива.

Таблица 1.8-5. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при работе строительной техники

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм. р, мг/м ³	ПДК с.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Классопа ности	Выбросе щества, г/с	Выбросе ства, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Передвижные источники (строительная техника и автотранспорт работающая на дизельном топливе)									
0301	Азота(IV)диоксид(Азотадиоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,0276	0,0076	0,19
0328	Углерод(Сажа, Углеродчерный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,0427	0,0117	0,234
0330	Серадиоксид(Ангидридсернистый, Сернистый газ, Сера(IV)оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0552	0,0151	0,302
0337	Углеродоксид(Окись углерода, Угарныйгаз)	3	5	3	-	4	0,2758	0,0756	0,0252
0703	Бенз/а/пирен(3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,000001	0,00000024	0,24
2754	АлканыC12-19/впересчетенаC/(Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчетенаC);	1	1	-	-	4	0,0827	0,0227	0,0227
Итого:							0,484001	0,13270024	1,0139
Передвижные источники (автотранспорта работающий на бензине)									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04	-	2	0.000329	0.002467	0,011
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,05	0,15	0,05	-	3	0.0000534	0.00401	0,234
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	5	3	-	4	0.0000322	0.002616	0,0252
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1	1	-	-	4	0.01622	0.0144	0,0227
0410	Метан (727*)						0.00258	0.01868	0.00121
Итого:							0.019214	0.042173	0.29411

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

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

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

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

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

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

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

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

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в 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.

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 приземных концентраций загрязняющих веществ на период проведения сейсморазведочных работ не выполнялся в связи с отсутствием целесообразности его проведения. Это обусловлено тем, что источники выбросов в период сейсморазведочных работ функционируют последовательно, носят временный и краткосрочный характер, при этом одновременная работа источников отсутствует, вследствие чего наложение выбросов не происходит.

В связи с изложенным расчеты рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ выполнены для периода бурения скважин, как этапа с наибольшей интенсивностью и продолжительностью воздействия на атмосферный воздух.

Сводная таблица результатов расчетов на период бурения скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Колич. ИЗА	ПДК(ОБУВ) МГ/МЗ	Класс опасн.
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.001693	0.000002	нет расч.	нет расч.	1	0.4000000*	3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.005315	0.000007	нет расч.	нет расч.	1	0.0100000	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.824309	0.064908	нет расч.	нет расч.	28	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.716975	0.005274	нет расч.	нет расч.	28	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, углерод черный) (583)	0.718202	0.001200	нет расч.	нет расч.	27	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.645535	0.004793	нет расч.	нет расч.	26	0.5000000	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.181228	0.000794	нет расч.	нет расч.	13	0.0080000	2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, угарный газ) (584)	0.286308	0.002091	нет расч.	нет расч.	28	5.0000000	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.004271	0.000019	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)	0.000244	0.000000	нет расч.	нет расч.	1	0.2000000	2
0405	Пентан (450)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	2	100.000000	4
0410	Метан (727*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	3	50.0000000	-
0412	Изобутан (2-метилпропан) (279)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	2	15.0000000	4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000873	0.000004	нет расч.	нет расч.	7	50.0000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	3	30.0000000	-
0602	Бензол (64)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	3	0.3000000	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	3	0.2000000	3
0621	Метилбензол (349)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	3	0.6000000	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.296464	0.000510	нет расч.	нет расч.	25	0.0000100*	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.539964	0.003957	нет расч.	нет расч.	25	0.0500000	2
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.001386	0.000006	нет расч.	нет расч.	3	0.0500000	-
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.687280	0.004918	нет расч.	нет расч.	39	1.0000000	4
2902	Взвешенные частицы (116)	0.001918	0.000002	нет расч.	нет расч.	1	0.5000000	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)	0.010896	0.000014	нет расч.	нет расч.	5	0.3000000	3
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.010025	0.000013	нет расч.	нет расч.	1	0.0400000	-
07	0301 + 0330	0.469845	0.069701	нет расч.	нет расч.	28	нет расч.	нет расч.
37	0333 + 1325	0.721192	0.004709	нет расч.	нет расч.	38	нет расч.	нет расч.
41	0330 + 0342	0.649792	0.004811	нет расч.	нет расч.	27	нет расч.	нет расч.
44	0330 + 0333	0.826763	0.005566	нет расч.	нет расч.	39	нет расч.	нет расч.
59	0342 + 0344	0.004514	0.000019	нет расч.	нет расч.	2	нет расч.	нет расч.
ПЛ	2902 + 2908 + 2930	0.009249	0.000012	нет расч.	нет расч.	6	нет расч.	нет расч.

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДКмр(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), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия приведены в долях ПДКмр.

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

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

По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе жилой 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 жилой зоны превышение ПДК не наблюдается ни по одному ингредиенту.

В соответствии с Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 Об утверждении Санитарных правил "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

Строительство и бурение скважины характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении буровых работ будет использоваться вода питьевого качества.

На приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, на испытание скважины, мытье оборудования, рабочей площадки и другие технологические нужды будет использоваться техническая вода.

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. Снабжение питьевой водой обслуживающего персонала, находящихся в степи, осуществляется привозной водой в бутылках блоками. Воду будут поставлять согласно договору, подрядные организации. Качество питьевой воды будет соответствовать согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водопользованию, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16 марта 2015 г.

Питьевая вода на буровой будет храниться в резервуарах питьевой воды ($V=5 \text{ м}^3$), отвечающих требованиям СЭС. Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд вахтового поселка. Норма расхода хозяйственно-питьевой воды на одного человека согласно существующему нормативному документу СНиП 4.01-02-2001 от 2001 г принимается 125 л/сут. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Суточный расход технической воды на производственные нужды определяется согласно «Технического проекта на строительство скважин».

Для хранения технической воды проектом предусмотрены резервуары емкостью 50 м³

Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

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
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

$G = 25 * 112 * 269 = 753200$ литров = 753,2 м³

Расход воды на питьевые нужды

Норма водопотребления на питьевые нужды – 2 литра на человека в смену.

Исходные данные:

$W = N * M * T / 365$,

где: N – норма водопотребления, 2 л/сут. на человека;

M – численность рабочего персонала, 112 человек;

T – период строительства

$W = 2 * 112 * 269 = 60256$ л = 60,256 м³.

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

$W = 2 * 5 * 269 = 2690$ л = 2,690 м³.

Таблица 1.8-6. 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
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 СКВАЖИНЫ

При бурении 1-ой скважины: общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: $385,3 + 481,6 = 866,9$ м³. В т.ч. воды питьевого качества: 481,6 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 глубиной 4000 м составит: 2951,9 м³.

Таблица 1.8-7. 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	-	24,0	30,00	54,00
2	Подготовительные работы к бурению	25	20	25	-	2,5	3,13	5,63

3	Бурение и крепление	60	20	25	1917,1	294,0	367,5	2578,6
4	Испытание в эксплуатационной колонне	12	20	25	168,0	64,8	81,0	313,8
	Итого:				2085,0	385,3	481,6	2951,9

Таблица 1.8-8. Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при бурении скважин

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
Хозяйственно-бытовые нужды	385,3	-	385,3	385,3	-	385,3	-	Септик
Питьевые нужды	481,6	-	481,6	481,6	-	481,6	-	Септик
Тех.нужд	2085,0	2085,0	-	2085,0	-	-	2085,0	Септик
Итого	2951,9	2085,0	866,9	2951,9	-	866,9	2085,0	

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.

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 участке Жаркент 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 участка Жаркент 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 проведения 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 замазанных 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 проектом 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;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 регулируемыми 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 замаслированных участков, в случае возникновения;

- заправка спецтехники будут осуществляться в действующих автозаправках.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений рельефа не ожидается.

Проведение работ на месторождении будет сопровождаться разрушением почвенно-растительного слоя технологического оборудования, что может способствовать усилению процессов дефляции.

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхности 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, грифонообразования, 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, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопами газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.
- Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

В целом воздействие при разработке 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 достаточно 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.

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.

ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

При проведении сейсморазведочных работ образуется:

- промасленная ветошь (опасные);
- отработанные моторные масла (опасные);
- отработанные масляные фильтры (опасные);
- отходы сварки (неопасные);
- металлолом (неопасные);
- твердо-бытовые (неопасные);
- отходы картриджа (неопасные).

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ:

- промасленная ветошь (опасные);
- отработанные масла (опасные);
- отработанные ртутьсодержащие лампы (опасные);
- емкости из под масла (опасные);
- тара из-под химреагентов (опасные);
- буровой шлам (опасные);
- отработанный буровой раствор (опасные);
- буровые сточные воды (опасные);
- отгарки сварочных электродов (неопасные);
- твердо-бытовые отходы (неопасные);
- металлолом (неопасные).

Отходы производства временно складировуются 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).

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. Отходы будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям (п.2 ст.320 Экологического кодекса РК). По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные масла образуются после истечения их срока годности (в процессе замены масла) при эксплуатации ДЭС, находящегося на балансе автотранспорта. По мере образования отработанные масла временно хранятся (накапливаются) в герметично закрытых металлических емкостях на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов. Отходы будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям (п.2 ст.320 Экологического 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, имеющее право принимать промасленную ветошь на утилизацию. Отходы будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям (п.2 ст.320 Экологического кодекса РК).

Пустая и использованная тара образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства, временно накапливается в герметичном контейнере. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать тару из-под химреагентов на утилизацию. Отходы будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям (п.2 ст.320 Экологического 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. Отходы будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям (п.2 ст.320 Экологического 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. Отходы будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям (п.2 ст.320 Экологического 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. Согласно требованиям санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. -сроки хранения ТБО в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

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, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов. Отходы будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям (п.2 ст.320 Экологического кодекса РК).

Отходы картриджей. Для проведения работ по пробивке метровых «лунок» для исследования применяется пороховой картридж. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов. Металлические контейнеры, которые установлены на специально оборудованной площадке, имеющей твердое бетонное покрытие и ограждение из металлической сетки. Отходы будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям (п.2 ст.320 Экологического кодекса РК).

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов. Металлические контейнеры, которые установлены на специально оборудованной площадке, имеющей твердое бетонное покрытие и ограждение из металлической сетки. Отходы будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям (п.2 ст.320 Экологического кодекса РК).

Отработанный буровой раствор и буровые сточные воды образуются при бурении скважин. По мере образования хранятся в металлических контейнерах и передается специализированным организациям. Отходы будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям (п.2 ст.320 Экологического кодекса РК).

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

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 накопленных отходов должны располагаться только в специально установленных и оборудованных местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Раздельный сбор, временное хранение и передача отходов осуществляются с соблюдением требований статей 320 и 321 Экологического кодекса Республики Казахстан.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Отработанные масляные фильтры

Отработанные промасленные фильтры образуются в процессе эксплуатации ДЭС.

Фильтры масляные, топливные, фильтры охлаждающей жидкости меняются каждые 250 мото часов. Воздушные фильтры каждые 500 мото часов.

Расчет норматива образования отработанных фильтров, образующихся при эксплуатации оборудования, производится по формуле Методические рекомендации по оценке объемов образования отходов производства и потребления :

$$M = N_i * m_i * K_{пр} * L_{\phi}^i * N_{\phi}^i * 10^{-6}, \text{ (т/год)},$$

где N_i - количество фильтров, установленных на ДЭС i -ой марки, шт

m_i - вес одного фильтра на ДЭС i -ой марки, кг;

$K_{пр}$ -коэффициент, учитывающий наличие механических примесей и остатков масел в отработанном фильтре. $K_{пр}=1,5$

L_{ϕ}^i -работа механизма (моточас)

N_{ϕ}^i -нормативный пробег (моточас)

№	наименование, назначение, марка, тип	количество	работ а ДЭС мото час в год L_{ϕ}	норма замена масляных и топливных фильтров мото час в год N_{ϕ}	замена воздушных фильтров мото час в год N_{ϕ}	вес фильтра в, кг m_i	кол-во фильтров в, штук N_i	вес фильтра, кг	всего вес фильтра, тонн
1	масляные фильтры	10	15000	250		1,78	120	2,5	0,0192
2	топливные фильтры					1,2	60	1,25	0,00648
3	водяные					0,788	56	0,96	0,00397

	фильтры								
4	воздушные фильтры			500	2,9	100	2,91	0,01305	
								0,0427	

Расчет образования отработанных моторных масел

Расчет образования отработанных масел произведен по формуле из «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утвержденной Приказом МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Объем отработанного масла, образованного при работе на дизельном топливе определяется по формуле: $N_d = Y_d * H_d * \rho$,

где: Y_d – расход дизельного топлива,

H_d – норма расхода масла, принимается 0,032 л/л.

ρ – плотность моторного масла, $\rho = 0,93$ т/м³

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

$N = 3179,25 * 0,032 * 0,93 * 0,25 = 23,65$ т.

Металлолом

Металлолом может быть образован в процессе работ и при ремонте автотранспорта и спецтехники.

Ориентировочный объем металлолома – 15,0 тонн .

Огарки сварочных электродов

Объем образования отходов сварки рассчитывается по формуле:

$$N_{эл} = M * \alpha$$

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):

$$N = M_o * M + W$$

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:

$$M = 0,12 * M_o$$

Содержание влаги в ветоши:

$$W = 0,15 * M_o$$

M_o , т/год	M	W	N , т/год
0,2	0,024	0,03	0,254

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 МООС 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:

$$Q_3 = P * M * P_{тбо}$$

где:

P – норма накопления отходов на одного человека в год, – 0,3 м³/год;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

М – численность строительной бригады – 250 человек;
 Ртбо – удельный вес твердо-бытовых отходов – 0.25 т/м³
 $Q3 = 0,3 * 250 * 0.25 = 18,75$ т/год
 Продолжительность работ –
 $Q3 = 18,75$ т/год /365дней*365 дней = 18,75 т
 Уровень опасности отхода – «неопасный».
 Код отхода по классификатору: 200301

Отходы картриджей

Для проведения работ по пробивке метровых «лунок» для исследования применяется пороховой картридж.

Расход картриджа 1800 шт на км². Картридж металлический представляет с собой патрон 12 калибра. Вес пустого картриджа 5 гр или 0,005 кг. 160км²

Количество картриджей составляет – $160 * 1800 * 0,005 = 1440$ кг или 1,44 тн

Таблица 1.9.2-6. Ориентировочная лимиты накопления отхода при проведения сейсморазведочных работ на 2026 -2028 годы

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	59,1442
в том числе:		
отходов производства	-	40,3942
отходов потребления	-	18,75
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	23,65
Промасленная ветошь	-	0,254
Отработанные фильтры	-	0,0427
Неопасные отходы		
ТБО	-	18,75
Металлолом (различный)	-	15,0
Огарки сварочных электродов	-	0,0075
Картриджи		1,44

ПРИ БУРЕНИИ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ

Промасленная ветошь

Объем образования отхода определяют по формуле:

$$M_{обр} = M_0 + M + W, \text{ т/год}$$

$$M = 0,12 * M_0$$

$$W = 0,15 * M_0$$

где: M_0 – количество сухой ветоши, израсходованной за период

M – норматив содержания масла в ветоши

W – норматив содержания влаги в ветоши

Наименование	M_0	M	W	$M_{обр}$, т/скв.
Промасленная ветошь	0,02	0,0024	0,003	0,0254

Отработанные масла

Расчёт образования отработанных масел произведён по формуле из «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.

Объем отработанного масла, образованного при работе на дизельном топливе определяется по формуле: $N_d = Y_d * H_d * \rho$,

где: Y_d – расход дизельного топлива за цикл бурения 1 скважины,

H_d – норма расхода масла, принимается 0,032 л/л.

ρ – плотность моторного масла, $\rho = 0,93$ т/м³

0.25 – доля потерь масла от общего его количества.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

$$N = 4650,785 * 0,032 * 0,93 * 0,25 = 34,6 \text{ т.}$$

код	наименование	тонн
13 02 08*	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	34,6

Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)

Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{обр} = n * T / T_p, \text{ шт/год,}$$

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	T _p	N, шт	m, кг	N, т/скв.
90	6600	15000	39,6	0,2	0,0079

Металлические бочки из под масла

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скв.}$$

где: Q- расход моторного масла, кг;

P - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т/скв.
36733	186	10	1,9749

Тара из-под химреагентов

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/год.}$$

Количество тары данного объема - N шт./год,

Средняя масса единичной тары – m, т.

N, шт	m, т	Мотх, т/скв.
12250	0,0001	1,225

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

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин

$$V_{\Pi} = n * K_K * D^2 * L$$

2. Объем бурового шлама

$$V_{БШ} = K_P * V_{\Pi}$$

3. Объем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = K_P * V_{\Pi} * K + 0,5 * V_{\Pi}$$

1,052 Ккоэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе

4. Объем буровых сточных вод

$$V_{БСВ} = 2 * V_{ОБР}$$

Схема расчета объемов отходов бурения согласно по методике №129п 03.05.2012г											
1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин											
$V_{\Pi} = n * K_{\kappa} * R^2 * L$											
2. Объем бурового шлама											
$V_{\text{БШ}} = K_{\text{Р}} * V_{\Pi}$											
3. Объем отработанного бурового раствора											
$V_{\text{ОБР}} = K_{\text{Р}} * V_{\Pi} * K + 0,5 * V_{\text{Ц}}$											
K= 1,052	Коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе										
4. Объем буровых сточных вод											
$V_{\text{БСВ}} = 2 * V_{\text{ОБР}}$											

№п/п	Наименование	Ед. изм	Интервалы бурения						
			0- 15	15 575	575 2000	2000 4000			
1	Диаметр скважины, D	м	0,6604	0,4445	0,3111	0,2159			
	Радиус скважины, D2	м	0,4361	0,1976	0,0968	0,0466			
2	Длина интервала ствола скважины, L	м	15	560	1425	2000			
3	Козффициент кавернозности, K _к		1,3	1,3	1,3	1,3			
4	Объем интервала скважины	м ³	6,68	112,91	140,74	95,14			
5			0,785	0,785	0,785	0,785			
6	Козффициент разуплотнние породы, K _Р		1,2						
7	Объем циркуляционной системы БУ	м ³	300						
	Итого объем всей скважины, V _п	м ³	355,5						
	Объем бурового шлама	м ³	426,6						
	Объем отработанного раствора, V _{ОБР}	м ³	598,7						
	Объем буровых сточных вод, V _{БСВ}	м ³	1 197,5						
	Суммарный объем отходов бурения	м ³	2 222,8						
	Объем экологической емкости	м ³	2 445,1						

2. Объем шлама $V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \times 1,2$

$$V_{\text{ш}} = 355,5 \times 1,2 = 426,6 \text{ м}^3$$

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

3. Объем отработанного бурового раствора: $V_{\text{о.бр.}} = 1,2 \times V_{\text{п}} \times K_1 + 0,5 V_{\text{ц}}$

$$V_{\text{о.бр.}} = 1,2 \times 355,5 \times 1,052 + 0,5 \times 300 = 598,7 \text{ м}^3.$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с РД 39-3-819-82 $K_1 = 1,052$).
 $V_{\text{ц}}$ – объем циркуляционной системы буровой установки равен 300 м³.

1. Объем буровых сточных вод : $V_{\text{б.с.в.}} = 2 V_{\text{о.бр.}}$

$$V_{\text{б.с.в.}} = 2 \times 598,7 = 1197,4 \text{ м}^3.$$

Наименование отхода бурения	Плотность т/м ³	Для скважины	
		м ³	тонн
Буровой шлам	2,7	426,6	1151,82
Отработанный буровой раствор	1,24	598,7	742,388
Итого отходы бурения			1894,208
Буровые сточные воды	1,08	1197,4	1293,192
Итого сточная вода			1293,192

Огарки сварочных электродов

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{обр}} = M \cdot \alpha, \text{ т/год}$$

где: М – фактический расход электродов, 0,3 т

α – доля электрода в остатке, равна 0,015

М	А	М _{обр} , т/скв.
0,35	0,015	0,0525

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

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

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

Где: n – ориентировочное количество человек, n=60.

T - время проведения проектируемых работ. СМР, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание – 399 дней;

$$M = 0,986 \cdot 399 \cdot 60 = 23604,84 \text{ кг или } 23,6 \text{ тонн.}$$

Наименование	М, т/скв.
ТБО	23,6

Металлолом

Металлолом образуется от очистки территории ранее пробуренных скважин и в процессе проведения КРС. Объем образования составит.

М _{обр} , т
10

Таблица 1.9.2-5. Общий объем образования отходов

Наименование отходов	Образующиеся отходы, тонн
Промасленная ветошь	0,0254
Отработанные масла	34,6
Отработанные ртутьсодержащие лампы	0,0079
Металлические бочки из под масла	1,9749
Тара из-под химреагентов	1,225
Буровой шлам	1151,82
Отработанный буровой раствор	742,388
Буровые сточные воды	1293,192
Огарки сварочных электродов	0,00525
Твердо-бытовые отходы	23,6
Металлолом	10,0
Всего от 1-ой скважины:	3258,83845
От 2-х скважин	6517,6769

Таблица 1.9.2-6. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
----------------------	--	-------------------------

ТОО «Almaty Oil Ventures»

на 2026-2027 годы (от 1-ой скважины АОV-1)		
Всего	-	3258,83845
в том числе:		
отходов производства	-	3235,23845
отходов потребления	-	23,6
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	34,6
Буровой шлам	-	1151,82
ОБР	-	742,388
БСВ	-	1293,192
Промасленная ветошь	-	0,0254
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	1,225
Отработанные люминесцентные лампы		0,0079
Металлические бочки из под масла		1,9749
Неопасные отходы		
ТБО	-	23,6
Металлолом	-	10,0
Огарки сварочных электродов	-	0,00525
на 2027-2028 годы (от 1-ой скважины АОV-2)		
Всего	-	3258,83845
в том числе:		
отходов производства	-	3235,23845
отходов потребления	-	23,6
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	34,6
Буровой шлам	-	1151,82
ОБР	-	742,388
БСВ	-	1293,192
Промасленная ветошь	-	0,0254
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	1,225
Отработанные люминесцентные лампы		0,0079
Металлические бочки из под масла		1,9749
Неопасные отходы		
ТБО	-	23,6
Металлолом	-	10,0
Огарки сварочных электродов	-	0,00525

Таблица 1.9.2-7–Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Код отхода	Методы утилизации
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 05*	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	01 05 06*	Передается на договорной основе на переработку/

ТОО «Almaty Oil Ventures»

раствор/Буровые сточные воды		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
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
Твердо-бытовые отходы (ТБО)	20 03 01	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
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

Таблица 1.9.2-2. Сведения о классификации отходов

№	Наименование отхода	Код отхода	Качественные характеристики отхода
1	Тара из-под химреагентов	15 01 10*	Железо и его соединения 950000 (95,0%), Триоксид железа 300000 (3,0%), Прочие 200000 (2,0%)
2	Буровой шлам	01 05 05*	выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.
3	Отработанный буровой раствор/Буровые сточные воды	01 05 06*	органические примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.
4	Промасленная ветошь	15 02 02*	ткань (ткань - 73%, масло 12%, влага - 15%)
5	Отработанные ртутьсодержащие лампы	20 01 21*	ртуть - 0,03%, стекло - 96,1%, люминофор -0,3%, прочие -3,57%
6	Отработанные масла	13 02 06*	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6%
7	Отработанные масляные фильтры	16 01 07*	Fe-250 000 мг/кг Целлюлоза-387 000 мг/кг

			Al-173 000 мг/кг Резина-90 000 мг/кг Масло минеральное 100 000 мг/кг
8	Емкость из под масла	15 01 10*	SiO ₂ -900 000 мг/кг Железо-100 000 мг/кг
9	Твердо-бытовые отходы (ТБО)	20 03 01	целлюлоза – 337000 Сі мг/кг (33,70%), органические вещества – 307600 Сі мг/кг (30,76%), щебень – 88000 Сі мг/кг (8,80%), хлопок, х/б ткань – 85000 Сі мг/кг (8,50%), стекло – 56000 Сі мг/кг (5,60%), полимерные материалы – 50000 Сі мг/кг (5,00%), алюминий и его соединения – 40500 Сі мг/кг (4,05%), керамика – 14000 Сі мг/кг (1,40%), синтетический каучук – 13000 Сі мг/кг (1,30%), железо металлическое – 4000 Сі мг/кг (0,40%), медь – 2700 Сі мг/кг (0,27%), цинк – 1800 Сі мг/кг (0,18%), железо (III) оксид – 400 мг/кг (0,04%)
10	Металлолом	17 04 07	SiO ₂ -0,15%, Al ₂ O ₃ -0,8%, Fe ₂ O ₃ -96,3%, MgO-1,6%, V ₂ O ₅ -0,045%, Na ₂ O-0,1%, K ₂ O-0,09%, TiO ₂ -0,03%, MnO-0,2%, MnO-0,12%, Cu-0,02%, Cr ₂ O ₃ -0,01%, ZnO-0,005%, CoO-0,008%, NiO-0,002%, MoO ₃ -0,004%
11	Огарки сварочных электродов	12 01 13	SiO ₂ , 1000 мг/кг, MgO 15000, мг/кг, Fe ₂ O ₃ 3903000, мг/кг, щелочные металлы
12	Отработанный картридж	08 03 17*	Отходы типографских красителей, содержащие опасные вещества

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

2015 года № 186.

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

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

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

загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.9.4. 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.

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

2.1. Социально-экономические условия

Жетысуская область — один из новых регионов Казахстана, созданный в рамках административно-территориального реформирования страны. Регион имеет важное значение для экономики Казахстана благодаря своему выгодному географическому положению, развитому сельскому хозяйству, промышленности и природным ресурсам. Социально-экономические условия Жетысуской области формируются под влиянием как исторических факторов, так и современных государственных программ развития.

Регион обладает значительным сельскохозяйственным потенциалом: плодородные земли, пастбища, водные ресурсы и климатические условия позволяют выращивать зерновые, технические и овощные культуры, а также развивать животноводство. Эти факторы формируют основу экономического развития области.

Население Жетысуской области на 1 декабря 2025 г. составило 687,9 тыс. человек, при этом 45,2 % проживают в городах, 54,8 % — в сельской местности.

Естественный прирост:

В ноябре 2025 г. естественный прирост составил 332 человека (снижение по сравнению с прошлым годом).

Миграционный баланс в 2025 г. отрицательный — -787 человек (внутренняя миграция остаётся главным фактором оттока).

Рынок труда и доходы

Уровень безработицы:

В III квартале 2025 г. уровень безработицы в Жетысуской области составлял 4,7 %.

Средняя заработная плата:

Среднемесячная заработная плата по региону в III квартале 2025 г. выросла до 331 211 тенге, что на 18,1 % выше, чем в аналогичном периоде 2024 г.

Доходы населения:

Средний номинальный доход на душу населения за III квартал 2025 г. оценивался в 168 387 тенге, увеличившись на 16,9 % по сравнению с прошлым годом.

Экономика региона

Валовой региональный продукт (ВРП)

За январь–июнь 2025 г. ВРП Жетысуской области достиг 957 421 млн тенге в текущих ценах, что на 8,7 % больше, чем за тот же период 2024 г.

Структура ВРП:

В структуре ВРП значительная доля приходится на производство товаров — 31,9 %, а на услуги — 58,5 %.

Промышленное производство:

За 2025 г. общий объём промышленной продукции составил 417 362,3 млн тенге, что на 3,3 % больше, чем в 2024 г.

Инвестиционная активность:

К 2025 г. регион привлёк около 397 млрд тенге инвестиций, что выше уровня предыдущего периода на примерно 17 %.

По информации властей, к концу 2025 г. валовой продукт области может составить около 2,7 трлн тенге (по итогам всего года).

Сельское хозяйство (2025)

Производство основных продуктов:

За первые 6 месяцев 2025 г. в регионе произведено:

≈46,6 тыс. тонн мяса,

≈104,2 тыс. тонн молока.

Поголовье скота достигло примерно 2,7 млн голов.

Это показывает важность и рост аграрного сектора в структуре экономики Жетысу.

Социально-экономический контекст 2025

Инфляция и потребительские цены

По итогам 2025 г., индекс потребительских цен (ИПЦ) по стране вырос — например, цены на продовольственные товары увеличились на двузначный процент. Это влияет и на Жетысу, поскольку цены на товары и услуги растут по национальным тенденциям.

Основные выводы по 2025 году

Население стабильно, но с отрицательным миграционным балансом.

Сельская доля населения остаётся высокой (более половины).

Рост доходов и заработных плат — существенное повышение по сравнению с предыдущим годом.

Уровень безработицы умеренный (~4,7 %).

Экономический рост ВРП +8,7 % на полугодовой основе и рост промышленного производства.

Сельское хозяйство остаётся ключевым сектором.

2.2. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика трудовой деятельности

Трудовая деятельность населения Жетысуской области имеет свои особенности, связанные с преобладанием сельского хозяйства, сезонностью работы, уровнем развития промышленности и сервисной сферы.

Основные сферы занятости населения:

Сельское хозяйство и агропромышленный комплекс

Это основная отрасль региона. Большая часть населения работает в сельском хозяйстве, занимаются земледелием, животноводством, переработкой сельхозпродукции.

В сельских районах трудовая деятельность часто связана с личным подсобным хозяйством (ЛПХ), что обеспечивает населению продовольственную базу, но не всегда даёт стабильный денежный доход.

Промышленность

В регионе развивается переработка сельхозпродукции, производство стройматериалов, пищевая промышленность. Промышленный сектор создаёт рабочие места и способствует росту доходов.

Сфера услуг и торговля

Услуги, торговля, транспорт и строительство являются значимыми источниками занятости в городах. Рост услуг связан с увеличением уровня жизни и развитием инфраструктуры.

Уровень занятости и безработицы

Уровень безработицы в Жетысуской области в 2025 году составляет около 4,7% (III квартал). Это умеренный показатель, который показывает стабильность рынка труда.

Однако стоит отметить, что безработица в сельской местности может быть выше из-за сезонности и ограниченного количества рабочих мест.

Сезонность труда и её последствия

В сельском хозяйстве занятость часто носит сезонный характер:

весной и летом — активные работы по посеву и уборке урожая,

осенью — подготовка к зиме,

зимой — снижение объёма работ.

Сезонность приводит к тому, что часть населения ищет временную работу в других регионах или занимается временной занятостью (подработка). Это снижает стабильность доходов и влияет на социальную защищённость населения.

Уровень оплаты труда и динамика

Средняя заработная плата в регионе растёт: в III квартале 2025 года она составила 331 211 тенге, что на 18,1% выше по сравнению с аналогичным периодом 2024 года.

Рост зарплат связан с развитием промышленности, увеличением объёмов производства и ростом инвестиций в экономику региона.

Особенности трудовой деятельности женщин и молодежи

В сельской местности женщины часто заняты в сфере сельского хозяйства, переработки продуктов, а также в сфере услуг и торговли.

Молодёжь в большинстве случаев стремится получить высшее образование и работать в городах, что усиливает отток кадров из региона.

Социальные программы и меры поддержки занятости

Для улучшения социально-экономических условий и повышения занятости в регионе

реализуются государственные программы:

- программы поддержки сельского хозяйства (льготные кредиты, субсидии, техника),
- программы поддержки малого и среднего бизнеса,
- меры по развитию инфраструктуры (дороги, школы, больницы),
- программы профессионального обучения и переподготовки.

Эти меры направлены на создание новых рабочих мест, повышение квалификации населения и улучшение качества жизни.

Основные проблемы и направления улучшения

Отток населения и кадровый дефицит

Сезонность занятости

Неравномерное развитие сельских территорий

Низкая доступность некоторых социальных услуг

Ограниченность рабочих мест в городах и сельской местности

Направления улучшения

Развитие перерабатывающей промышленности (создание добавленной стоимости).

Развитие кластеров в агропромышленном комплексе.

Создание условий для молодежи: новые рабочие места, образование, инфраструктура.

Поддержка предпринимательства в сельской местности.

Улучшение социальной инфраструктуры (медицина, образование, жильё).

2.3. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

В эпидемиологическом сезоне 2025–2026 гг. в Жетысуской области зарегистрировано 86 638 случаев острых респираторных вирусных инфекций (ОРВИ). Это примерно в 1,4 раза больше, чем за аналогичный период прошлого года. Наибольшая часть заболевших — дети до 14 лет (68 %). Среди инфицированных, по данным лабораторий, подтверждены случаи гриппа, а также циркуляция других вирусов (риновирус, парагрипп, РС-вирус и коронавирус). Однако ситуация не считается эпидемией — это сезонный подъём заболеваемости, типичный для осени и зимы, и контролируется санитарными службами.

По данным Министерства здравоохранения Республики Казахстан, в эпидемическом сезоне страны регистрируются росты заболеваемости ОРВИ и гриппа в пределах сезонных колебаний — это типично для текущего времени года. Например, в 2025 г. по стране зарегистрировано более миллиона случаев ARVI и несколько тысяч подтверждённых случаев гриппа различных типов.

Департамент санитарно-эпидемиологического контроля в Жетысу (и по Казахстану в целом) регулярно мониторит влияние химических, физических и биологических факторов окружающей среды на здоровье населения. Это включает оценку качества воздуха, воды, питания и других важных факторов, которые могут влиять на здоровье людей.

Контроль включает:

- санитарно-эпидемиологическую экспертизу объектов (например, образовательных учреждений, предприятий питания и др.);
- анализ условий труда и здоровья работников, особенно на производствах с вредными факторами;
- санитарный надзор за пищевыми продуктами и другими товарами (например, выявление недопустимых пищевых добавок).

Такие меры направлены на предотвращение инфекционных и неинфекционных заболеваний.

В сезоне 2025–2026 гг. в Жетысуской области за счёт местного бюджета закуплено около 82 000 доз вакцины против гриппа, что обеспечило вакцинацию примерно 12,3 % населения. Особое внимание уделяется группам риска:

- детям,
- беременным женщинам,
- людям старше 60 лет,
- гражданам с хроническими заболеваниями.

Эти меры помогают снизить тяжесть заболеваемости и осложнений, особенно среди уязвимых групп.

Сегодня санитарно-эпидемиологическая ситуация в Жетысуской области считается контролируемой и стабильной. Никаких чрезвычайных эпидемиологических угроз (тифа, холеры и др.) не зафиксировано, а рост инфекций входит в обычный сезонный характер.

Основные проблемы

- Сезонный подъём ОРВИ и гриппа — характерен для холодного периода.
- Высокая заболеваемость среди детей, что требует усиления профилактических мер в школах и детских коллективах.

Профилактические мероприятия

- мониторинг качества окружающей среды,
- вакцинация населения,
- санитарное обследование учреждений и предприятий,
- разъяснительная работа о личной гигиене и мерах профилактики инфекций.

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 поисковых работ на участке являются изучение геологического строения и поиски залежей нефти и газа в подсолевых отложениях.

Основными задачами разведочных работ являются поиски залежей нефти и газа в ассельско-артинских, нижнекаменноугольных и девонских отложениях с оценкой их запасов, определение целесообразности постановки дальнейших работ.

На этапе поисков предусмотрено решение следующих основных задач:

- уточнение геологического строения осадочного чехла перспективного участка;
- установление продуктивности нефтегазонасыщенных коллекторов бурением и качественным опробованием;
- уточнение площади распространения залежей нефти и газа;
- изучение свойств коллекторов по данным лабораторных исследований керна и по материалам ГИС;
- изучение физико-химических свойств пластовых флюидов;
- изучение гидрогеологических особенностей перспективных комплексов пород;
- оценка нефтегазонасыщенного потенциала надсолевых и подсолевых отложений разведочного блока.

Источниками выброса в воздух токсических веществ являются выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания строительной, буровой техники, автотранспорта, факельные установки сжигания попутных газов. Преимущественно это окислы серы, азота и углерода, формальдегид, бенз(а)пирен и др. Компонентом неполного сгорания углеводородов во время сжигания газа является сажа.

При планировании намечаемой деятельности, заказчик, совместно с проектировщиком, провели все сторонний 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.

Пренебрежение условиями труда и социальной защиты работников, на данный момент является причиной ухудшения здоровья работающих.

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 нефтепродуктами, с продуктами добычи, а также образующиеся отходы будут накапливаться на специальных гидроизолированных площадках.

При проведении оценки воздействия на окружающую среду проводятся общественные слушания, что обеспечит гласность принятия решений и доступность экологической информации, т.е.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

будут соблюдены права и законные интересы населения затрагиваемой намечаемой деятельностью территории.

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.

Планируемая деятельность относится **к геологоразведочным работам**, которые в соответствии с законодательством о недропользовании направлены исключительно на изучение недр и подтверждение (либо опровержение) наличия промышленных запасов полезных ископаемых, и не являются стадией разработки или эксплуатации месторождения.

На стадии геологоразведочных работ:

- отсутствуют утвержденные проектные решения по разработке месторождения;
- не формируются альтернативные технологические схемы добычи;
- не определяются проектные мощности;
- не устанавливаются устойчивые и длительно действующие источники эмиссий, водопотребления и образования отходов.

В связи с этим объективно отсутствует предмет для разработки альтернативных вариантов в части:

- объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- объемов водопотребления и водоотведения;
- объемов образуемых отходов.

Указанные показатели на стадии разведочных работ не являются результатом выбора между альтернативными проектными решениями, а определяются **единственным рациональным вариантом выполнения разведочных операций** с применением типовых, регламентированных технологий бурения и сейсморазведки.

Требование о детальной проработке альтернативных вариантов разработки месторождения, включая вариативность технологических решений, объемов эмиссий, водопотребления и образования отходов, может быть применено исключительно **на стадии проектирования разработки и эксплуатации месторождения**, при наличии подтвержденных запасов и соответствующих проектных решений.

Применяемая технология по геологоразведочным работам соответствует передовому научно-технологическому уровню.

Применяемое оборудование является стандартным для проведения проектируемых работ и незначительно различается только характеристиками производительности, мощности и качества, поэтому выбор технологического оборудования производился с учетом мощности оборудования и поставленными задачами.

При бурении скважин для эффективности бурения предусматривается использовать современные буровые растворы на основе экологически безопасных реагентов из биоразлагаемых материалов либо воду без добавок. Таким образом, выделение пыли при производстве буровых работ сводится к минимуму.

Буровые растворы будут готовиться на основе сертифицированных экологически безопасных реагентов. Циркуляция раствора будет происходить по замкнутой схеме.

Все предусмотренное к использованию оборудование является современным, что свидетельствует о его соответствии современным стандартам и нормам.

В результате выполнения полного комплекса поисковых работ будет уточнено геологическое строение и перспективность выделяемых объектов в пределах контрактной территории.

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. Данный вид разработанных решений, наиболее благоприятен с точки зрения охраны жизни и здоровья людей.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, утилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Проектом запланировано: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электро-разведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1500 пог.км.

При этом надо отметить, что основной объем работ будет проводиться в Жетысуской области, а именно: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1050 пог.км.

План работ на период разведочных работ по поиску углеводородов

№№ п/п	Виды проектных работ	Период проведения работ
1	Масштабная гелиевая съемка (зависимый объем) Пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем) Проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем)	2026-2027 гг.
2	МОГТ 2Д сейсморазведка, 1500пог.км. Обработка и интерпретация результатов сейсморазведочных работ МОГТ 2Д. Увязка сейсмических данных разных лет и другие работы.	2026-2028гг
3	Разработка и согласование индивидуально-технических проектов на строительство поисковых скважин с глубиной 4000м(+/-250м) и 3700м (+/-250м) включая проект РООС.	2026-2027
4	Бурение скважины АОУ-1, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС, испытание продуктивных пластов, гидродинамические исследования скважины	2026-2027гг
5	Бурение скважины АОУ-2, проведение обработки и интерпретации материалов ГИС, испытание продуктивных пластов, гидродинамические исследования скважины	2028-2029
6	Переинтерпретация сейсмических материалов, с учетом полученных фактических данных по скважинам	2029
7	Обобщение данных геологоразведочных работ, определение дальнейших направлений ПРР	2030-2031

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

Проектом запланировано: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электро-разведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1500 пог.км.

При этом надо отметить, что основной объем работ будет проводиться в Жетысуской области, а именно: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1050 пог.км.

Предполагается поэтапное проведение работ по изучению контрактной территории.

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

варианту

Контрактный участок Жаркент располагается на территории двух областей: Жетысуской и Алматинской, в 34 км от города Жаркент от центра контрактной территории.

В тектоническом отношении участок приурочен к Восточно-Илийской впадине (Жаркентской депрессии).

Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 2528,24 кв. км (Контракт №5502-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Almaty Oil Ventures» 02.07.2025г). Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Восточно-Илийский бассейн географически расположен между горными хребтами Кетмень на юге и отрогами Жунгарского Алатау на севере и представляет вытянутую с востока на запад впадину протяженностью до 150 км с общей площадью около 10 000 кв. км. На востоке бассейн переходит в пределы КНР, восточной границей является государственная граница 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

При проведении разведочных работ по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве разведочных работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов

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,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 разведочных работ на растительный и животный мир окажет минимальное воздействие при выполнении следующих мероприятий:

- Перед началом проведения разведочных 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 районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к. в данном 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	ПД К максим. разовая, мг/м3	ПД К средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	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	Сернистыйдиоксид(Ангидридсернистый, Сернистыйгаз,Сера(IV)оксид) (516)	0.5	0.05		3
0333	Сероводород(Дигидросульфид)(518)	0.008			2
0337	Углеродоксид(Оксидуглерода, Угарныйгаз)(584)	5	3		4
0405	Пентан(450)	100	25		4
0410	Метан(727*)			50	
0412	Изобутан(2-Метилпропан)(279)	15			4
0415	Смесьуглеводородовпредельных C1-C5(1502*)			50	
0416	Смесьуглеводородовпредельных C6-C10(1503*)			30	
0602	Бензол(64)	0.3	0.1		2
0616	Диметилбензол(смесьо-,м-,п- изомеров)(203)	0.2			3
0621	Метилбензол(349)	0.6			3
0627	Этилбензол(675)	0.02			3
1301	Проп-2-ен-1-аль(Акролеин, Акрилальдегид)(474)	0.03	0.01		2
1325	Формальдегид(Метаналь)(609)	0.05	0.01		2
2735	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 при гидрообеспыливании 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 замазученных грунтов.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядокипользования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;
- при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации 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 участке Жаркент 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 и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в водные объекты и окружающую среду и не окажет диффузного загрязнения водных объектов.

Учитывая вышесказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Намечаемая деятельность не приведет к экологически обусловленным изменениям демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

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.

При намечаемой деятельности от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при разведке на участке Жаркент следующие вещества с 1 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 (Окись 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 по всем ингредиентам на границе жилой зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

Предприятие не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку. Все отходы временно складироваться 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

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 будут 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 разведки на участке Жаркент требует оценки экологического риска данного вида работ.

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 участке, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

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 и, соответственно, по объему ликвидационных

мероприятий делятся на 3 группы:

- первая-характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья-не управляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации 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 неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разведке 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. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных

веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации. Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, 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 других 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

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 участке Жаркент планируется проведение ежедневного контроля за состоянием оборудования и нефтепроводами. Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих на предприятии противоаварийных норм и правил, в том числе:

- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства;
- автоматизация технологических процессов слива-налива нефти и дизтоплива;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и контроль за соблюдением этих правил при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, своевременная замена неисправного оборудования.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию. Для исключения утечек, арматуру необходимо содержать в чистоте, регулярно восстанавливать окраску наружной поверхности. Арматуру, которая в процессе эксплуатации находится в открытом или закрытом состоянии, необходимо ежемесячно набивать смазкой и проверять плавность открытия и закрытия.

11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

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
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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. План действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения всех компонентов окружающей среды

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.

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.

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 участке Жаркент 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 участке 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 рытин 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 замасленного грунта в результате пролива нефти проводятся нижеследующие технические мероприятия:

- Обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;
- По результатам оценки технического состояния нефтепроводов проведение капитального ремонта поврежденных участков;
- Проводить ежедневные осмотры всех оборудования;
- Контроль давления на выходе добывающих скважин.

12.5. Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;

- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных 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.

В рамках проекта предусматривается озеленение территории санитарно-защитной зоны растениями, устойчивыми к климатическим условиям расположения района (засушливый климат, сильные ветры), такими как тополь, ясень, ива, барбарис, спирея и степные злаковые травы. Озеленение будет направлено на создание зелёного пояса, обеспечивающего снижение негативного воздействия деятельности объекта на ближайшие жилые территории в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями. Точные виды, количество и площадь озеленения будут определены на стадии разработки технической документации и согласованы с местными исполнительными органами.

Группа растений: тополь – 25 штук, ива – 25 штук, степные травы – 100 м².

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.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:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- 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, пригодное 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, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине канав, со складированием его в непосредственной близости от места проведения горных работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период горных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц разведочные работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющим лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;
- при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохранных 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 участке Жаркент 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 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 Отчета 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 1км 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 10км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный(3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный(4)</i>	Площадь воздействия более 100км ² для площадных объектов или на удалении более 10км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный(1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности(2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный(3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний(4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	

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 воздействия 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.

17.1. 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 17.1-1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.1-1 - 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 17.1-2.

Таблица 17.1-2-Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

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

1. Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.
5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996г.
6. Методические указания по расчету выбросов за загрязняющих веществ в атмосферу от

установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и промстохов. 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-III ЗРК

9. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-III ЗРК

10. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-III 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-III

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-III «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 МООН 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 разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан согласно Контракта № 5502-УВС от 02 июля 2025 года» 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.

1) Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, план с изображением его границ

Контрактный участок Жаркент располагается на территории двух областей: Жетысуской и Алматинской, в 34 км от города Жаркент от центра контрактной территории.

В тектоническом отношении участок приурочен к Восточно-Илийской впадине (Жаркентской депрессии).

Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 2528,24 кв. км (Контракт №5502-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Almaty Oil Ventures» 02.07.2025г). Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

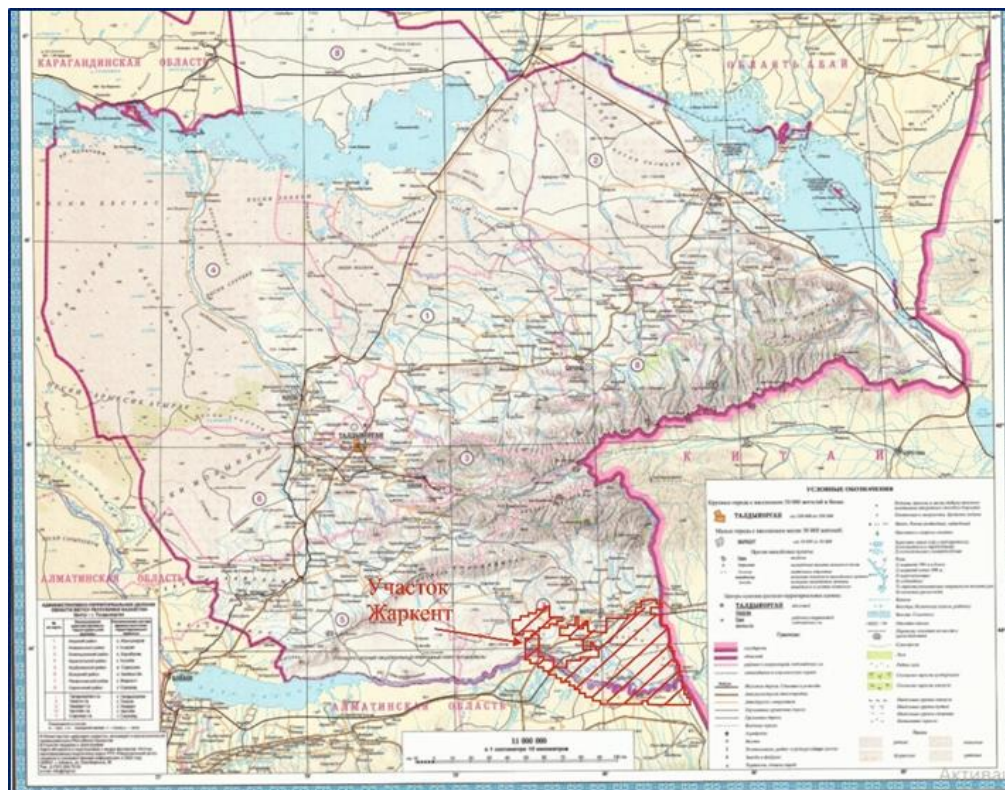


Рисунок 1. Обзорная карта

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

ТОО «Almaty Oil Ventures» проводит поисково-разведочные работы на участке Жаркент в Жетысуской и Алмаатинской областях Республики Казахстан на основании Контракта №5352-УВС МЭ от 28.06.2024г.

Основной объем работ будет проводиться в Жетысуской области, а именно: бурение двух независимых поисковых скважин, глубинами 4000м и 3700м, гелиевая съемка (зависимый объем), пассивная сейсморазведка (метод ММЗ) (зависимый объем), проведение электро-разведочных геофизических работ методом Adrok (зависимый объем) и сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1050 пог.км.

Жетысуская область — один из новых регионов Казахстана, созданный в рамках административно-территориального реформирования страны. Регион имеет важное значение для экономики Казахстана благодаря своему выгодному географическому положению, развитому сельскому хозяйству, промышленности и природным ресурсам. Социально-экономические условия Жетысуской области формируются под влиянием как исторических факторов, так и современных государственных программ развития.

Регион обладает значительным сельскохозяйственным потенциалом: плодородные земли, пастбища, водные ресурсы и климатические условия позволяют выращивать зерновые, технические и овощные культуры, а также развивать животноводство. Эти факторы формируют основу экономического развития области.

Население Жетысуской области на 1 декабря 2025 г. составило 687,9 тыс. человек, при этом 45,2 % проживают в городах, 54,8 % — в сельской местности.

Естественный прирост:

В ноябре 2025 г. естественный прирост составил 332 человека (снижение по сравнению с прошлым годом).

Миграционный баланс в 2025 г. отрицательный — -787 человек (внутренняя миграция остаётся главным фактором оттока).

Рынок труда и доходы

Уровень безработицы:

В III квартале 2025 г. уровень безработицы в Жетысуской области составлял 4,7 %.

Средняя заработная плата:

Среднемесячная заработная плата по региону в III квартале 2025 г. выросла до 331 211 тенге, что на 18,1 % выше, чем в аналогичном периоде 2024 г.

Доходы населения:

Средний номинальный доход на душу населения за III квартал 2025 г. оценивался в 168 387 тенге, увеличившись на 16,9 % по сравнению с прошлым годом.

Экономика региона

Валовой региональный продукт (ВРП)

За январь–июнь 2025 г. ВРП Жетысуской области достиг 957 421 млн тенге в текущих ценах, что на 8,7 % больше, чем за тот же период 2024 г.

Структура ВРП:

В структуре ВРП значительная доля приходится на производство товаров — 31,9 %, а на услуги — 58,5 %.

Промышленное производство:

За 2025 г. общий объем промышленной продукции составил 417 362,3 млн тенге, что на 3,3 % больше, чем в 2024 г.

Инвестиционная активность:

К 2025 г. регион привлёк около 397 млрд тенге инвестиций, что выше уровня предыдущего периода на примерно 17 %.

По информации властей, к концу 2025 г. валовый продукт области может составить около 2,7 трлн тенге (по итогам всего года).

Сельское хозяйство (2025)

Производство основных продуктов:

За первые 6 месяцев 2025 г. в регионе произведено:

≈46,6 тыс. тонн мяса,

≈104,2 тыс. тонн молока.

Поголовье скота достигло примерно 2,7 млн голов.

Это показывает важность и рост аграрного сектора в структуре экономики Жетысу.

Социально-экономический контекст 2025

Инфляция и потребительские цены

По итогам 2025 г., индекс потребительских цен (ИПЦ) по стране вырос — например, цены на продовольственные товары увеличились на двузначный процент. Это влияет и на Жетысу, поскольку цены на товары и услуги растут по национальным тенденциям.

Основные выводы по 2025 году

Население стабильно, но с отрицательным миграционным балансом.

Сельская доля населения остаётся высокой (более половины).

Рост доходов и заработных плат — существенное повышение по сравнению с предыдущим годом.

Уровень безработицы умеренный (~4,7 %).

Экономический рост ВРП +8,7 % на полугодовой основе и рост промышленного производства.

Сельское хозяйство остаётся ключевым сектором.

3) Наименование инициатора намечаемой деятельности, его контактные данные

ТОО «Almaty Oil Ventures»

050059, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН,

Г. АЛМАТЫ, БОСТАНДЫКСКИЙ РАЙОН,

Проспект Аль-Фараби, дом № 17,

БИН 231240026476,

Руководитель ТЕРЕБЕЙ ЮЛИЯ ВАЛЕНТИНОВНА,

Тел.: +77017810786,

e-mail: a.kalistratov@tengripartners.kz

4) Краткое описание намечаемой деятельности

Участок Жаркент в тектоническом отношении расположен в Жаркентском прогибе в пределах Восточно-Илийской впадины. Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры, в пределах которой ранее были получены нефтегазопроявления из палеозойских и мезозойских отложений при бурении глубоких скважин. Структура представляет интерес в нефтегазоносном отношении.

Настоящим Проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент предусматривается проведение геологоразведочных работ, с целью изучения геологического строения контрактной территории, поисков залежей углеводородов, установления основных литолого-стратиграфических характеристик, изучения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, испытания и опробования объектов в соответствии с рекомендациями ГИС, изучения физико-химических свойств пластовых флюидов.

Данным проектом разведочных работ по поиску углеводородов на участке Жаркент предусматривается:

- проведение пассивной сейсморазведки: метод микросейсмического зондирования (ММЗ) от Terravox (зависимый объем),
- площадная гелиевая 3D съемка Neologic (зависимый объем),
- проведение электроразведочных геофизических работ методом Adrok, (зависимый объем),
- проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, 1500 пог.км и обработка и интерпретация полученных сейсморазведочных данных с охватом глубины разреза до 5 км,
- после уточнения геологического строения по результатам обработки и интерпретации пассивной сейсмике и сейсморазведочных работ 2Д, предусматривается бурение поисковых независимых скважин, глубиной 4000 м и 3700м (+/- 250м).

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 МОГТ 2Д в объеме 1500 пог.км

Основными источниками загрязнения и во время строительных работ будут 20 источников, из них 9 организованных и 11 неорганизованных источников.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельгенератор SDMO-305;
- ист. N 0002, Дизельгенератор AC-250;
- ист. N 0003, Дизельгенератор;
- ист. N 0004, Сварочный аппарат ADD-305;
- ист. N 0005-0008, Виброустановка;
- ист. N 0009, Двигатель агрегата;

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) V - 30 м³;
- ист. N 6005, Емкость для бензина и ТРК (полевой лагерь) V -30 м³;
- ист. N 6006, Емкость для тех.масло (полевой лагерь) V -8 м³;
- ист. N 6007, Насосы ГСМ (полевой лагерь);
- ист. N 6008, Буровые работы;
- ист. N 6009, Движение автотранспорта по территории;
- ист. N 6010, Обратная засыпка грунта;
- ист. N 6011, Газовая резка;
- ист. N 6012, Пыление при движения грузовых машин.

Общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу при проведении сейсморазведочных работ МОГТ-2D, объемом 1050 пог.км в Жетысуской области на 2026-2028 годы составит: 18,759181г/сек и 113,38624 тонн.

Источники загрязнения могут перемещаться по участку.

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН АОУ-1, АОУ-2

Тип бурового инструмента - Буровая установка: ZJ70 с верхним приводом, оснащённая 6 дизель-двигателями по 1200 кВт каждый. Дизельными генераторами мощностью 2 x 500 kW, обеспечивающими питание буровой установки и жилого лагеря. Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин.

Строительство одной скважины состоит из следующих этапов:

- о Строительно-монтажные и подготовительные работы;
- о Бурение и крепление скважины;
- о Испытание скважины.

Все производственные стадии цикла строительства скважины характеризуются последовательным выполнением работ.

Этап подготовительных и строительно-монтажных работ заключается в сооружении фундаментов, монтаже бурового оборудования, строительстве привышечных сооружений, устройстве сточных желобов, бетонировании площадок.

Технологические площадки под буровым оборудованием, согласно проектным данным, гидроизолируются. Площадки под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком покрываются цементно-глинистым составом. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии.

Бурение и крепление скважины. Бурение скважины производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором. Скважины укрепляют обсадными колоннами для предохранения стенок скважины от обрушения и образования каверн, для изоляции водоносных горизонтов и ограничения тех участков скважины, где могут неожиданно встретиться какие либо проявления нефти и газа. Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины предусматривается крепление скважины обсадными колоннами и цементирование заколонного пространства.

Испытание в колонне. При получении положительного результата о наличии признаков нефти предусмотрено испытание в открытом стволе и в эксплуатационной колонне.

Испытание скважины планируется проводить методом кратковременного опробования (испытания на приток) с использованием факельной установки. В ходе испытаний осуществляется контролируемый выпуск продукции скважины с целью определения дебита, пластового давления и состава флюидов. Сжигание газа в факеле носит временный и технологически обоснованный характер и осуществляется исключительно на период испытаний.

При дальнейшей реализации намечаемой деятельности будут соблюдены требования пункта 4 статьи 146 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», согласно которым сжигание сырого газа в факелах допускается только при наличии соответствующего разрешения уполномоченного органа в области углеводородов.

На этапе проведения **строительно-монтажных и подготовительных работ (СМР)** количество источников выделения загрязняющего вещества составит 8 единиц, расположенные на площадке бурения скважины, из них 2 – организованный и 6 - неорганизованных.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельный двигатель сварочного агрегата АДД-3124;
- ист. N 0002, Дизельная электростанция 500 кВт .

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, Насос для дизтоплива.

При проведении **работ по бурению и креплению скважин**, выявлено 28 источников загрязнения, 14 источников организованные, остальные 14 – неорганизованные, из них:

Организованные источники:

- ист. N 0003-0006, Двигатель Caterpillar 3512 (привод буровой установки);
- ист. N 0007-0010, Дизель-генераторная станция CAT3508, N=596,5 кВт;
- ист. N 0011, Дополнительная эл. станция VOLVO, N=400 кВт;
- ист. N 0012, Двигатель буровой установки ";
- ист. N 0013, Цементируочный агрегат "ЦА-320М;
- ист. N 0014, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0015, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0016, Дизельная электростанция АДЦ200 (освещение).

Неорганизованные источники:

- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива 60 м3;
- ист. N 6008, Емкость для дизтоплива 30 м3;
- ист. N 6009, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6010, Емкость для отработанных масел;
- ист. N 6011, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6012, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6013, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6014, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6015, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6016, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6017, Буровой насос;
- ист. N 6018, Дегазатор;
- ист. N 6019, Сепаратор
- ист. N 6020, Ремонтно-механическая мастерская

На стадии проведения **работ по испытанию и КРС скважин** количество источников загрязнения составит 21 единиц, из них 11 организованных и 10 неорганизованных:

Организованные источники:

- ист. N 0017, Двигатель буровой установки;
- ист. N 0018, Дизельгенератор;
- ист. N 0019, Цементируочный агрегат "ЦА-320М;
- ист. N 0020, Факельная установка;
- ист. N 0021, Силовой привод установки ";

Неорганизованные источники:

- ист. N 6021, Емкость для хранения дизтоплива V -30 м3;
- ист. N 6022, Емкость для ех.масло;
- ист. N 6023, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6024, Устье скважины;
- ист. N 6025, Газосепаратор;
- ист. N 6026, Конденсатосборник;
- ист. N 6027, Емкость для нефти V -50 м3;
- ист. N 6028, Насос для нефти;
- ист. N 6029, Площадка налива нефти;

ПРИ КРС СКВАЖИН

Организованные источники:

- ист. N 0022-0023, Дизельный двигатель установки;
- ист. N 0024, Дизельная электростанция;
- ист. N 0025, Цементируочный агрегат "ЦА-320М;
- ист. N 0026, Компрессорная установка;
- ист. N 0027, Дизельгенератор;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6030, Емкость для хранения дизельного топлива.

Общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу при бурении 1-ой скважины АОВ 1, проектной глубиной 4000м (+-250м) на 2026-2027 годы общий составит 72,2733369 г/сек и 381,1291635тонн.

При бурении скважины АОВ 2 проектной глубиной 3700м (+-250м) на 2028-2029 годы составит 72,2733369 г/сек и 381,1291635тонн.

При эксплуатации загрязнения атмосферного воздуха не производятся.

Количественные параметры выбросов, полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными.

Необходимо учитывать, что в данном проекте приведены ориентировочные предварительные расчетные данные по выбросам загрязняющих веществ в атмосферу.

Ориентировочный объем образования отходов составляет: при проведении сейсморазведочных работ всего 59,1442 тонн, в том числе: Отработанные масла (опасные) - 23,65 т, Промасленная ветошь (опасные) - 0,254 т, Отработанные фильтры (опасные) – 0,0427 т, ТБО (неопасные) -18,75 т, Металлолом (различный) (неопасные) - 15,0 т, Огарки сварочных электродов (неопасные) - 0,0075 т, Кардиджи (неопасные) - 1,44 т. При бурении 1-ой скважины: 3258,83845 тонн (от 2-х скв. 6517,6769 тонн): в том числе: буровой шлам (опасные) 1151,82 т, отработанный буровой раствор (опасные) 742,388 т, буровые сточные воды (опасные) 1293,192 т, отработанные масла (опасные) - 34,6 т, отработанные ртутьсодержащие лампы (опасные) - 0,0079 т, Металлические бочки из под масла (опасные) - 1,9749т, Тара из-под химреагентов (опасные) - 1,225 т, Огарки сварочных электродов (неопасные) - 0,00525т, Твердо-бытовые отходы (неопасные) - 23,6 т, Металлолом (неопасные) - 10,0т. Отходы временно складировуются 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.

Сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах

Полевые 2Д сейсморазведочные работы

На контрактной территории планируется проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 1500 пог. км (рис. 5.2.2.1), при этом в Жетысуской области будет проводиться сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 1050 пог.км. и в Алматинской области - сейсморазведка МОГТ 2Д, объемом 450 пог.км.

В дальнейшем при составлении проекта на производство сейсморазведочных работ 2Д, с согласованными параметрами съемки 2Д, стоимость этих работ будет скорректирована.

Перед сейсморазведочными работами 2Д ставятся следующие задачи:

- 1.Разведка ловушек углеводородов в палеозойских и мезозойских отложениях;
- 2.Составление модели изучаемых природных резервуаров;
- 3.Оценка углеводородного потенциала участка исследований;
- 4.Определение оптимальных мест заложения поисковых скважин.

Основные геологические задачи этих работ включают: трассирование тектонических нарушений, изучение скоростной характеристики разреза, привязка данных сейсморазведки к разрезам существующих скважин на территории участка, уточнение местоположения и глубин залегания потенциальных ловушек нефти и газа в палеозойских и мезозойских отложениях и уточнение мест заложения проектируемых поисковых скважин.

В процессе сейсморазведочных работ в полевых условиях предусматривается организация полевой обработки с использованием самого современного обрабатывающего комплекса обработки, позволяющего оперативно оценить качество полевого материала. Этот комплекс позволит получить качественную сумму временного разреза по каждому профилю уже на следующий день после завершения отработки профиля в поле. Это позволит оперативно оценить качество полученного материала и обнаружить новые перспективные объекты. В случае, если по какому-то профилю выяснится, что по перспективному палеозойскому и мезозойскому комплексам вырисовывается новая ловушка, то в процессе полевых работ могут быть внесены изменения в очередность и направления проектируемых профилей с тем, чтобы точнее оконтурить такие вновь выявленные объекты. В связи с этим и направление, и длина некоторых проектных профилей могут быть впоследствии уточнены окончательно.

Полевые 2Д сейсморазведочные работы будут проводиться с использованием самой передовой и современной техники и технологии, обеспечивающей получение данных высокого качества и высокого разрешения. Дизайн и основные параметры методики полевых сейсморазведочных работ должны быть выбраны исходя из решаемых геологических задач. Ими являются - детальное и достоверное изучение глубокозалегающих перспективных ловушек углеводородов.. Исходя из этого, должна быть разработана оптимальная методика полевых 2Д сейсморазведочных работ на основе имеющихся данных о геологическом строении площади и анализа проведенных предыдущих сейсморазведочных работ по разным методикам и дизайнам. Проводимые полевые сейсморазведочные работы должны обеспечить получение материала высокого качества и высокой разрешенности. Только такое качество полевого материала сейсморазведки позволяет в дальнейшем, при его обработке и интерпретации, точнее построить структурные карты по перспективным горизонтам и рассчитать все необходимые сейсмические атрибуты трасс с целью прогноза наличия залежей углеводородов по современной технологии прямых поисков углеводородов. Исходя из этого, полевые сейсморазведочные работы должны быть проведены по центральной системе отстрела, с шагом ПВ – 50 метров, шагом ПП - 25 метров, с максимальной кратностью накопления суммарных трасс, длительность записи 8 сек, дискретность 2 мсек и т.д.

Настоящим проектом разведочных работ по поиску углеводородов, предусматривается бурение двух поисковых скважин, глубиной 4000м и 3700 м (+/-250м).

Следует отметить, что местоположение проектных поисковых скважин AOV-1 и AOV-2 будет уточняться после проведения пассивных геофизических исследований и сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, их обработки и интерпретации, а также будут корректироваться их проектные глубины.

Поисковая скважина AOV-1 – независимая, проектируется как дублер скважины 2-Т, юго-западнее от нее на расстоянии 200м, местоположение будет уточнено в результате проведения пассивных геофизических методов и 2Д сейсморазведочных работ. Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей нефти и газа. Проектная глубина 4000м, проектный горизонт – нижняя пермь-карбон.

Поисковая скважина AOV-2 – независимая, условно проектируется в юго-восточной части участка Жаркент северо-западнее скважины 3-Г на расстоянии 3000м. Местоположение скважины будет уточнено по результатам интерпретации новых данных пассивных геофизических методов и 2Д сейсморазведки. Целью бурения скважины является детальное изучение геологического строения и поиски залежей углеводородов. Проектная глубина 3700м, проектный горизонт- нижняя пермь-карбон.

Обоснование типовой конструкции скважин

В соответствии с предполагаемым геологическим разрезом и учетом возможных осложнений ниже приводится конструкция скважины, которая подробно будет описана в «Техническом проекте».

Для скважины AOV-1 глубиной 4000м и принята следующая конструкция :

- Направление Ø508 мм спускается на глубину 15 м с целью создания циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему. Высота подъема цемента- до устья.

- Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 575 м с целью Перекрытия верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора. Высота подъема цемента- до устья;

- Техколонна Ø244,5 мм спускается на глубину 2000м с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины. Установка превентора, противовыбросового оборудования (ПВО). Высота подъема цемента – до устья;

- Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 4000 м с целью вскрытия и опробования продуктивных пластов. Высота подъема цемента – до устья.

Для скважины AOV-2 глубиной 3700м и принята следующая конструкция (таблица 5.6.1):

- Направление Ø508 мм спускается на глубину 15 м с целью создания циркуляции бурового раствора в скважине через желобную циркуляционную систему. Высота подъема цемента- до устья.

- Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину 575 м с целью Перекрытия верхних неустойчивых пород. Башмак устанавливается в плотных глинах. Установка превентора. Высота подъема цемента- до устья;

- Техколонна Ø244,5 мм спускается на глубину 1500м с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины до проектной глубины. Установка превентора, противовыбросового оборудования (ПВО). Высота подъема цемента – до устья;

- Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 3700 м с целью вскрытия и опробования продуктивных пластов. Высота подъема цемента – до устья.

После спуска эксплуатационной колонны производится их испытание на герметичность опрессовкой давлением и снижением уровня.

Прогнозные объемы добычи нефти и газа

Скважины	Количество объектов испытания	Горизонт	Дебит УВ, у. е.	Период испытания, сутки	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность нефти, кг/м ³	Добыча УВ, тн. тыс.м ³ р.г
1	2	3	4	5	6	7	8
AOV-1	3	Р-Т, Р, Р-С	10	270	180	800	2160 тн нф 388,8тыс. м ³ р.г.
AOV-2	3	Р-Т, Р, Р-С	10	270	180	800	2160 тн нф 388,8тыс. м ³ р.г.
Всего							5320тн нф 777,6 тыс.м ³ р.г

Суточная добыча не превышает 500т/сут

Примерная площадь земельного участка, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Контрактный участок Жаркент располагается на территории двух областей: Жетысуской и Алматинской, в 34 км от города Жаркент от центра контрактной территории.

В тектоническом отношении участок приурочен к Восточно-Илийской впадине (Жаркентской депрессии).

Площадь участка недр, согласно выданному геологическому отводу, составляет 2528,24 кв. км (Контракт №5502-УВС на разведку и добычу углеводородов на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан заключен между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «Almaty Oil Ventures» 02.07.2025г). Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Восточно-Илийский бассейн географически расположен между горными хребтами Кетмень на юге и отрогами Жунгарского Алатау на севере и представляет вытянутую с востока на запад впадину протяженностью до 150 км с общей площадью около 10 000 кв. км. На востоке бассейн переходит в пределы КНР, восточной границей является государственная граница Республики Казахстан.

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 жилой зоны 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 «Almaty Oil Ventures» 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.

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 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 водосточникам, 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.).

Приложение №1

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

ПРИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Сейсморазведка _ Жетысу

Источник загрязнения N 0001, Дизельгенератор SDMO-305

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, 286.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 305

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 16.7

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 16.7 * 305 = 0.04441532 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.04441532 / 0.359066265 = 0.123696722 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.650666667	9.1776	0	0.650666667	9.1776
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.105733333	1.49136	0	0.105733333	1.49136
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.042361111	0.5736	0	0.042361111	0.5736
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.101666667	1.434	0	0.101666667	1.434
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.525277778	7.4568	0	0.525277778	7.4568
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000001017	0.000015774	0	0.000001017	0.000015774
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010166667	0.1434	0	0.010166667	0.1434
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.245694444	3.4416	0	0.245694444	3.4416

Источник загрязнения N 0002, Дизельгенератор AC-250

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, 165.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 250

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 20.7

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 20.7 * 250 = 0.045126 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.045126 / 0.359066265 = 0.125675967 \quad (A.4)$$

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 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)	0.533333333	5.3056	0	0.533333333	5.3056
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.086666667	0.86216	0	0.086666667	0.86216
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.034722222	0.3316	0	0.034722222	0.3316
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.083333333	0.829	0	0.083333333	0.829
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.430555556	4.3108	0	0.430555556	4.3108
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000833	0.000009119	0	0.000000833	0.000009119
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008333333	0.0829	0	0.008333333	0.0829
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.201388889	1.9896	0	0.201388889	1.9896

Источник загрязнения N 0003, 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  $B_{zod}$ , т, 205

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 250

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 197

Температура отработавших газов  $T_{oz}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{oz}$ , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 197 * 250 = 0.42946 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.42946 / 0.359066265 = 1.19604664 \quad (A.4)$$

## 2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б      | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| Б      | 26 | 40  | 12 | 2 | 5   | 0.5  | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

### Итого выбросы по веществам:

| Код  | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 0.533333333             | 6.56                    | 0            | 0.533333333            | 6.56                   |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                                                                                 | 0.086666667             | 1.066                   | 0            | 0.086666667            | 1.066                  |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                                                                              | 0.034722222             | 0.41                    | 0            | 0.034722222            | 0.41                   |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый, Сернистый<br>газ, Сера (IV) оксид)<br>(516)                                                     | 0.083333333             | 1.025                   | 0            | 0.083333333            | 1.025                  |
| 0337 | Углерод оксид (Окись<br>углерода, Угарный газ)<br>(584)                                                                              | 0.430555556             | 5.33                    | 0            | 0.430555556            | 5.33                   |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000000833             | 0.000011275             | 0            | 0.000000833            | 0.000011275            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.008333333             | 0.1025                  | 0            | 0.008333333            | 0.1025                 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-C19 (в<br>пересчете на C);<br>Растворитель РПК-<br>265П) (10) | 0.201388889             | 2.46                    | 0            | 0.201388889            | 2.46                   |

### Источник загрязнения N 0004, Сварочный аппарат ADD-305

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, 55.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 45

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 215.5

Температура отработавших газов  $T_{oz}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{oz}$ , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 215.5 * 45 = 0.0845622 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.0845622 / 0.359066265 = 0.235505833 \quad (A.4)$$

## 2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx  | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|------|-----|-----|-----|------|--------|
| A      | 7.2 | 10.3 | 3.6 | 0.7 | 1.1 | 0.15 | 1.3E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| A      | 30 | 43  | 15 | 3 | 4.5 | 0.6  | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zoo} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

### Итого выбросы по веществам:

| Код  | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 0.103                   | 1.89888                 | 0            | 0.103                  | 1.89888                |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                                                                                 | 0.0167375               | 0.308568                | 0            | 0.0167375              | 0.308568               |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                                                                              | 0.00875                 | 0.1656                  | 0            | 0.00875                | 0.1656                 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый, Сернистый<br>газ, Сера (IV) оксид)<br>(516)                                                     | 0.01375                 | 0.2484                  | 0            | 0.01375                | 0.2484                 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись<br>углерода, Угарный газ)<br>(584)                                                                              | 0.09                    | 1.656                   | 0            | 0.09                   | 1.656                  |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000000163             | 0.000003036             | 0            | 0.000000163            | 0.000003036            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.001875                | 0.03312                 | 0            | 0.001875               | 0.03312                |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-C19 (в<br>пересчете на C);<br>Растворитель РПК-<br>265П) (10) | 0.045                   | 0.828                   | 0            | 0.045                  | 0.828                  |

### Источник загрязнения N 0005, Виброустановка

Аналогичный расчет

### Источник загрязнения N 0006, Виброустановка

### Источник загрязнения N 0007, Виброустановка

### Источник загрязнения N 0008, Виброустановка

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  $B_{zoo}$ , т, 101.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 328

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 0.2



Температура отработавших газов  $T_{oz}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{oz}$ , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 0.2 * 328 = 0.000572032 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.000572032 / 0.359066265 = 0.00159311 \quad (A.4)$$

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<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 0.699733333             | 3.2576                  | 0            | 0.699733333            | 3.2576                 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                                                                                 | 0.113706667             | 0.52936                 | 0            | 0.113706667            | 0.52936                |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                                                                              | 0.045555556             | 0.2036                  | 0            | 0.045555556            | 0.2036                 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый, Сернистый<br>газ, Сера (IV) оксид)<br>(516)                                                     | 0.109333333             | 0.509                   | 0            | 0.109333333            | 0.509                  |
| 0337 | Углерод оксид (Окись<br>углерода, Угарный газ)<br>(584)                                                                              | 0.564888889             | 2.6468                  | 0            | 0.564888889            | 2.6468                 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000001093             | 0.000005599             | 0            | 0.000001093            | 0.000005599            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.010933333             | 0.0509                  | 0            | 0.010933333            | 0.0509                 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-C19 (в<br>пересчете на C);<br>Растворитель РПК-<br>265П) (10) | 0.264222222             | 1.2216                  | 0            | 0.264222222            | 1.2216                 |

**Источник загрязнения N 0009, Двигатель агрегата**

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, 184.08

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 1200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 223

Температура отработавших газов  $T_{oz}$ , К, 723

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{oz}$ , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 223 * 1200 = 2.333472 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 723 / 273) = 0.359066265 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 2.333472 / 0.359066265 = 6.498722456 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                          | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                        | 2.24                    | 5.15424                 | 0            | 2.24                   | 5.15424                |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                             | 0.364                   | 0.837564                | 0            | 0.364                  | 0.837564               |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                          | 0.116666667             | 0.27612                 | 0            | 0.116666667            | 0.27612                |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый, Сернистый<br>газ, Сера (IV) оксид)<br>(516) | 0.466666667             | 1.10448                 | 0            | 0.466666667            | 1.10448                |
| 0337 | Углерод оксид (Окись<br>углерода, Угарный газ)<br>(584)                          | 1.766666667             | 4.04976                 | 0            | 1.766666667            | 4.04976                |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                            | 0.000003667             | 0.000008284             | 0            | 0.000003667            | 0.000008284            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                 | 0.033333333             | 0.073632                | 0            | 0.033333333            | 0.073632               |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/                                              | 0.8                     | 1.8408                  | 0            | 0.8                    | 1.8408                 |

|  |                                                                                  |  |  |  |  |  |
|--|----------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|--|--|
|  | (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) |  |  |  |  |  |
|--|----------------------------------------------------------------------------------|--|--|--|--|--|

**Источник загрязнения N 6001, Сварочные работы (полевой лагерь)**

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сварочных работах (по величинам удельных

выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO<sub>2</sub>, **KNO<sub>2</sub> = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 500**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.5**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.31**

в том числе:

**Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)**

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 10.69**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 500 / 10^6 = 0.00535$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 0.5 / 3600 = 0.001485$**

**Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)**

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.92**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 500 / 10^6 = 0.00046$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0001278$**

**Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)**

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.4**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 500 / 10^6 = 0.0007$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0001944$**

**Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)**

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 3.3**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00165$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.5 / 3600 = 0.000458$**

-----  
Газы:

**Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)**

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.75**

Валовый выброс, т/год (5.1),  **$\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 500 / 10^6 = 0.000375$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  **$\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0001042$**

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0001667$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0000975$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0000271$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00665$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.5 / 3600 = 0.001847$

ИТОГО:

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                                                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)                                                                                                                                           | 0.001485   | 0.00535      |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)                                                                                                                                                              | 0.0001278  | 0.00046      |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                                                                                                                                            | 0.0001667  | 0.0006       |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                                                                                                                                 | 0.0000271  | 0.0000975    |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                                                                                                                                 | 0.001847   | 0.00665      |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)                                                                                                                                                                     | 0.0001042  | 0.000375     |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)                                                     | 0.000458   | 0.00165      |
| 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) | 0.0001944  | 0.0007       |

**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,  $T = 176$

Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

**Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.019$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.019 \cdot 176 \cdot 1 / 10^6 = 0.002408$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.019 \cdot 1 = 0.0038$

**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),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.029 \cdot 176 \cdot 1 / 10^6 =$

**0.00367**

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.029 \cdot 1 = 0.0058$

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,  $T = 176$

Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

**Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.017$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.017 \cdot 176 \cdot 1 / 10^6 = 0.002154$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.017 \cdot 1 = 0.0034$

**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),  $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.026 \cdot 176 \cdot 1 / 10^6 = 0.00329$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2),  $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.026 \cdot 1 = 0.0052$

ИТОГО:

| Код  | Наименование ЗВ                                    | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|----------------------------------------------------|------------|--------------|
| 2902 | Взвешенные частицы (116)                           | 0.0110     | 0.00696      |
| 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) | 0.0072     | 0.004562     |

**Источник загрязнения N 6003, Геофизическая мастерская лаборатории (полевой лагерь)**

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий (раздел 4.10.

Медницкие 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,  $T = 500$

Количество израсходованного припоя за год, кг,  $M = 50$

**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),  $M = Q \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.000005 \cdot 500 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.000009$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (4.31),  $G = (M \cdot 10^6) / (T \cdot 3600) = (0.000009 \cdot 10^6) / (500 \cdot 3600) = 0.000005$

**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),  $M = Q \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.0000033 \cdot 500 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.00000594$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (4.31),  $G = (M \cdot 10^6) / (T \cdot 3600) = (0.00000594 \cdot 10^6) / (500 \cdot 3600) = 0.0000033$

| Код  | Наименование ЗВ                                                      | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|----------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0168 | Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)          | 0.0000033  | 0.00000594   |
| 0184 | Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513) | 0.000005   | 0.000009     |

**Источник загрязнения N 6004, Емкость для дизтоплива и ТРК (полевой лагерь)**

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),  $C_{MAX} = 2.25$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3,  $QOZ = 1571.7$   
 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,  $QVL = 1571.7$   
 Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м3(Прил. 15),  $CVL = 1.6$   
 Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час,  $VSL = 1.5$   
 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),  $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 1571.7 + 1.6 \cdot 1571.7) \cdot 10^{-6} = 0.004385$   
 Удельный выброс при проливах, г/м3,  $J = 50$   
 Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5),  $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (1571.7 + 1571.7) \cdot 10^{-6} = 0.0786$   
 Валовый выброс, т/год (9.2.3),  $MR = MZAK + MPRR = 0.004385 + 0.0786 = 0.083$

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),  $C_{AMOZ} = 1.98$   
 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),  $MBA = (C_{AMOZ} \cdot QOZ + C_{AMVL} \cdot QVL) \cdot 10^{-6} = (1.98 \cdot 1571.7 + 2.66 \cdot 1571.7) \cdot 10^{-6} = 0.00729$   
 Удельный выброс при проливах, г/м3,  $J = 50$   
 Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТРК, т/год (9.2.8),  $MPRA = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (1571.7 + 1571.7) \cdot 10^{-6} = 0.0786$   
 Валовый выброс, т/год (9.2.6),  $MTRK = MBA + MPRA = 0.00729 + 0.0786 = 0.0859$

Суммарные валовые выбросы из резервуаров и ТРК (9.2.9),  $M = MR + MTRK = 0.083 + 0.0859 = 0.169$   
 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),  $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.169 / 100 = 0.1685$   
 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),  $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.169 / 100 = 0.000473$   
 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 | 0.000473     |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000935    | 0.1685       |

**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/м<sup>3</sup> (Прил. 15),  $C_{MAX} = 701.8$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м<sup>3</sup>,  $Q_{OZ} = 508$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м<sup>3</sup> (Прил. 15),  $COZ = 310$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м<sup>3</sup>,  $Q_{VL} = 508$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м<sup>3</sup> (Прил. 15),  $CVL = 375.1$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м<sup>3</sup>/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),  $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (310 \cdot 508 + 375.1 \cdot 508) \cdot 10^{-6} = 0.348$

Удельный выброс при проливах, г/м<sup>3</sup>,  $J = 125$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5),  $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 125 \cdot (508 + 508) \cdot 10^{-6} = 0.0635$

Валовый выброс, т/год (9.2.3),  $MR = MZAK + MPRR = 0.348 + 0.0635 = 0.4115$

## Расчет выбросов от топливораздаточных колонок (ТРК)

Максимальная концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин, г/м<sup>3</sup> (Прил. 12),  $C_{MAX} = 1176.12$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в осенне-зимний период, г/м<sup>3</sup> (Прил. 15),  $C_{AMOZ} = 520$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в весенне-летний период, г/м<sup>3</sup> (Прил. 15),  $C_{AMVL} = 623.1$

Производительность одного рукава ТРК

(с учетом дискретности работы), м<sup>3</sup>/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),  $GB = NN \cdot C_{MAX} \cdot VTRK / 3600 = 1 \cdot 1176.12 \cdot 0.4 / 3600 = 0.1307$

Выбросы при закачке в баки автомобилей, т/год (9.2.7),  $MBA = (C_{AMOZ} \cdot Q_{OZ} + C_{AMVL} \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (520 \cdot 508 + 623.1 \cdot 508) \cdot 10^{-6} = 0.581$

Удельный выброс при проливах, г/м<sup>3</sup>,  $J = 125$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТРК, т/год (9.2.8),  $MPRA = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 125 \cdot (508 + 508) \cdot 10^{-6} = 0.0635$

Валовый выброс, т/год (9.2.6),  $MTRK = MBA + MPRA = 0.581 + 0.0635 = 0.645$

Суммарные валовые выбросы из резервуаров и ТРК (9.2.9),  $M = MR + MTRK = 0.4115 + 0.645 = 1.057$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G = 0.2924$

Наблюдается при закачке 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),  $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 67.67 \cdot 1.057 / 100 = 0.715$

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),  $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 25.01 \cdot 1.057 / 100 = 0.2644$

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),  $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 2.5 \cdot 1.057 / 100 = 0.0264$

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),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 2.3 \cdot 1.057 / 100 = 0.0243$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 2.3 \cdot 0.2924 / 100 = 0.00673$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 2.17$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 2.17 \cdot 1.057 / 100 = 0.02294$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 2.17 \cdot 0.2924 / 100 = 0.00635$

**Примесь: 0627 Этилбензол (675)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.057 / 100 = 0.000634$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2924 / 100 = 0.0001754$

**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),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.29 \cdot 1.057 / 100 = 0.003065$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.29 \cdot 0.2924 / 100 = 0.000848$

| Код  | Наименование ЗВ                                 | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)    | 0.198      | 0.715        |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)   | 0.0731     | 0.2644       |
| 0501 | Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)      | 0.00731    | 0.0264       |
| 0602 | Бензол (64)                                     | 0.00673    | 0.0243       |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.000848   | 0.003065     |
| 0621 | Метилбензол (349)                               | 0.00635    | 0.02294      |
| 0627 | Этилбензол (675)                                | 0.0001754  | 0.000634     |

**Источник загрязнения N 6006, Емкость для тех.масло (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

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,  $BOZ = 4.15$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 4.15$

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),  $GHRI = 0.27$

$GHR = GHRI + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 8$

Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 4.15 + 0.25 \cdot 4.15) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000731$

**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),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000731 / 100 = 0.0000731$



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 | 0.0000731    |

**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.,  $NI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 4380$

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),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 2 \cdot 4380) / 1000 = 0.3504$

**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),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

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: Бензины автомобильные высокооктановые (90 и выше)

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Газ, бензин и жидкости с температурой кипения <120 гр.С

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.,  $NI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 4380$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1),  $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.08 \cdot 1 / 3.6 = 0.02222$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.08 \cdot 2 \cdot 4380) / 1000 = 0.701$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 67.67 \cdot 0.701 / 100 = 0.474$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 25.01 \cdot 0.701 / 100 = 0.1753$

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),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 2.5 \cdot 0.701 / 100 = 0.01753$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 2.5 \cdot 0.02222 / 100 = 0.000556$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 2.3$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 2.3 \cdot 0.701 / 100 = 0.01612$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 2.3 \cdot 0.02222 / 100 = 0.000511$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 2.17$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 2.17 \cdot 0.701 / 100 = 0.0152$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 2.17 \cdot 0.02222 / 100 = 0.000482$

**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),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.29 \cdot 0.701 / 100 = 0.002033$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.29 \cdot 0.02222 / 100 = 0.0000644$

**Примесь: 0627 Этилбензол (675)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.701 / 100 = 0.000421$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.02222 / 100 = 0.00001333$

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)                                                                                | 0.0000311  | 0.000981     |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)                                                                      | 0.01504    | 0.474        |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)                                                                     | 0.00556    | 0.1753       |
| 0501 | Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)                                                                        | 0.000556   | 0.01753      |
| 0602 | Бензол (64)                                                                                                       | 0.000511   | 0.01612      |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)                                                                   | 0.0000644  | 0.002033     |
| 0621 | Метилбензол (349)                                                                                                 | 0.000482   | 0.0152       |
| 0627 | Этилбензол (675)                                                                                                  | 0.00001333 | 0.000421     |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108    | 0.3494       |

**Сейсморазведочные работы**

**Источник загрязнения N 6008, Буровые установки**

|                                   |                              |        |          |
|-----------------------------------|------------------------------|--------|----------|
| Часовой расход топлива            | 0,003                        | тн или | 4 литров |
| Время работы                      | 4320                         |        |          |
| Количество                        | 4                            | шт     |          |
| Годовой расход топлива            | 51,84                        | тн     |          |
| при движении со скоростью 5км/час |                              |        |          |
| расчетный пробег                  | 5км *2880 часов *4 шт =57600 |        | км в год |
| Удельные выбросы:                 |                              |        |          |
| оксид углерода                    |                              |        | 1,875    |
| диоксид азота                     |                              |        | 0,035    |
| углеводороды предл.               |                              |        | 0,25     |
| SO2 - диоксид серы                |                              |        | 0,009    |
| свинец и его                      |                              |        |          |
| соединения в пересчете            |                              |        | 0,002    |
| при пробеге                       |                              |        | 57600    |

| Наименование ЗВ                                                                                                        | Выбросы, г/сек | Выбросы, т/год |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|----------------|
| 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0,0069         | 0,108          |
| 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 0,000130       | 0,002016       |
| 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0,00092        | 0,0144         |
| 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0,000033       | 0,0005184      |

|                                                                           |          |           |
|---------------------------------------------------------------------------|----------|-----------|
| 0184 Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513) | 0,000074 | 0,0001152 |
|---------------------------------------------------------------------------|----------|-----------|

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/м<sup>3</sup>,  $P = 2.6$

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.,  $KOLIV = 4$

Количество одновременно работающих буровых станков, шт.,  $NI = 3$

Время работы одного станка, ч/год,  $T = 4320$

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),  $M = 0.785 \cdot D^2 \cdot VB \cdot P \cdot T \cdot B \cdot K7 \cdot (1-N) \cdot KOLIV = 0.785 \cdot 0.1^2 \cdot 6 \cdot 2.6 \cdot 4320 \cdot 0.03 \cdot 0.04 \cdot (1-0) \cdot 4 = 2.53933$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.31),  $G = 0.785 \cdot D^2 \cdot VB \cdot P \cdot B \cdot K7 \cdot (1-N) \cdot 1000 \cdot NI / 3.6 = 0.785 \cdot 0.1^2 \cdot 6 \cdot 2.6 \cdot 0.03 \cdot 0.04 \cdot (1-0) \cdot 1000 \cdot 3 / 3.6 = 0.1225$

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) | 0.1225     | 2.53933      |

Источник загрязнения N 6009, 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.

$$Q_1 = (C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \cdot N \cdot L \cdot q_1 \cdot C_6 \cdot C_7) / 3600 + (C_4 \cdot C_5 \cdot C_6 \cdot q_2' \cdot F_0 \cdot n)$$

$C_1$  — коэффициент, учитывающий среднюю грузоподъемность транспорта - 1

$C_2$  - коэффициент, учитывающий среднюю скорость транспорта - 1

$C_3$  - коэффициент, учитывающий состояние автодорог; 1

$N$  — число ходок (туда и обратно) всего транспорта в час - 1;

$L$  — среднее расстояние транспортировки в пределах, км 4;

$q_1$  — пылевыведение в атмосферу на 1 км пробега  $C_1=1, C_2=1, C_3=1$  принимается равным 1450 г.

$q_2'$  — пылевыведение с единицы фактической поверхности материала на платформе, г/м<sup>2</sup> \* с;  $q_2' = q'$  (таблица 6), согласно приложению к настоящей Методике = 0,004;

$n$  — число автомашин, работающих - 6;

$C_7$  — коэффициент, учитывающий долю пыли, уносимой в атмосферу, и равный 0,01.

$C_6$ -коэффициент, учитывающий влажность поверхностного слоя материала, равный  $C_6=k_5$  в уравнении (1) и принимаемый в соответствии с таблицей 4 согласно приложению к настоящей Методике - 1;

Время работы – 2880 ч.

Пыль неорганическая составляет –  $1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 4 \cdot 1450 \cdot 1 \cdot 0,01 / 3600 = 0,00403$  г/сек или 0,04178 т/год

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 | 0.00403    | 0.0417800    |

|  |                                                                                      |  |  |
|--|--------------------------------------------------------------------------------------|--|--|
|  | шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) |  |  |
|--|--------------------------------------------------------------------------------------|--|--|

**Источник загрязнения N6010, Обратная засыпка грунта**

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: Песчано-гравийная смесь (ПГС)

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1),  **$K0 = 1$**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2),  **$K1 = 1.2$**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  **$K4 = 1$**

Высота падения материала, м,  **$GB = 1.5$**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5),  **$K5 = 0.6$**

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,  **$MGOD = 3200$**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  **$MH = 5.9$**

**Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  **$M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 120 \cdot 3200 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.2765$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  **$G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 120 \cdot 5.9 \cdot (1-0) / 3600 = 0.1416$**

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) | 0.1416     | 0.2765       |

**Источник загрязнения N 6011, Газовая 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 NO<sub>2</sub>,  **$KNO2 = 0.8$**

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,  **$B = 150$**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час,  **$BMAX = 0.1$**

-----  
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),  $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 150 / 10^6 = 0.0018$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 15 \cdot 0.1 / 3600 = 0.000333$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 150 / 10^6 = 0.0002925$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 0.1 / 3600 = 0.0000542$

ИТОГО:

| Код  | Наименование ЗВ                        | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|----------------------------------------|------------|--------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.000333   | 0.0018       |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)      | 0.0000542  | 0.0002925    |

**Источник загрязнения N 6012, Пыление при движении грузовых машин**

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов

Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от

18.04.2008 №100-п

Коэффициент гравитационного осаждения твердых компонентов, п.2.3, КОС = 0.4

Тип источника выделения: Расчет выбросов пыли при транспортных работах

Средняя грузоподъемность единицы автотранспорта: >15 - <= 20 тонн

Коэфф., учитывающий грузоподъемность (табл.3.3.1), C1 = 1.6

Средняя скорость передвижения автотранспорта: >5 - <= 10 км/час

Коэфф., учитывающий скорость передвижения (табл.3.3.2), C2 = 1

Состояние дороги: Дорога без покрытия (грунтовая)

Коэфф., учитывающий состояние дороги (табл.3.3.3), C3 = 1

Число автомашин, одновременно работающих, шт., N1 = 30

Средняя продолжительность одной ходки в пределах промплощадки, км, L = 12

Число ходок (туда + обратно) всего транспорта в час, N = 3

Коэфф., учитывающий долю пыли, уносимой в атмосферу, C7 = 0.01

Пылевыведение в атмосферу на 1 км пробега, г/км, Q1 = 1450

Влажность поверхностного слоя дороги, %, VL = 5

Коэфф., учитывающий увлажненность дороги (табл.3.1.4), K5 = 0.7

Коэфф., учитывающий профиль поверхности материала на платформе, C4 = 1.45

Наиболее характерная для данного района скорость ветра, м/с, V1 = 2.2

Средняя скорость движения транспортного средства, км/час, V2 = 10

Скорость обдува, м/с, VOB =  $(V1 \cdot V2 / 3.6)0.5 = (2.2 \cdot 10 / 3.6)0.5 = 2.47$

Коэфф., учитывающий скорость обдува материала в кузове (табл.3.3.4), C5 = 1.13

Площадь открытой поверхности материала в кузове, м2, S = 6

Вид догори: Грунт

Унос материала с 1 м2 фактической поверхности, г/м2\*с (табл.3.1.1), Q = 0.004

Влажность перевозимого материала, %, VL = 5

Коэфф., учитывающий влажность перевозимого материала (табл.3.1.4), K5M = 0.7

Количество дней с устойчивым снежным покровом, TSP = 115

Продолжительность осадков в виде дождя, часов/год, TO = 2450

Количество дней с осадками в виде дождя в году, TD =  $2 \cdot TO / 24 = 2 \cdot 2450 / 24 = 204.2$

**Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 С учетом коэффициента гравитационного осаждения**

Максимальный разовый выброс, г/с (3.3.1),  $G = КОС \cdot (C1 \cdot C2 \cdot C3 \cdot K5 \cdot C7 \cdot N \cdot L \cdot Q1 / 3600 + C4 \cdot C5 \cdot K5M \cdot Q \cdot S \cdot N1) = 0.4 \cdot (1.6 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 0.01 \cdot 3 \cdot 12 \cdot 1450 / 3600 + 1.45 \cdot 1.13 \cdot 0.7 \cdot 0.004 \cdot 6 \cdot 30) = 0.395$

Валовый выброс, т/год (3.3.2),  $M = 0.0864 \cdot G \cdot (365 - (TSP + TD)) = 0.0864 \cdot 0.395 \cdot (365 - (115 + 204.2)) = 1.5631$

Итоговая таблица:

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                                                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) | 0.395      | 1.5631       |

**ПРИ БУРЕНИ СКВАЖИНЫ**

**СМР и подготовительные работы**

**Источник загрязнения N 0001, Дизельный двигатель сварочного агрегата АДД-3124**

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный  
 Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{\text{год}}$ , т, 20  
 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 37  
 Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 133  
 Температура отработавших газов  $T_{\text{ог}}$ , К, 400  
 Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{\text{ог}}$ , кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 133 \cdot 37 = 0.04291112 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{\text{ог}}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{\text{ог}}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.04291112 / 0.531396731 = 0.080751569 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{\text{ми}}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx  | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|------|-----|-----|-----|------|--------|
| A      | 7.2 | 10.3 | 3.6 | 0.7 | 1.1 | 0.15 | 1.3E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{\text{зи}}$  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:

$$M_i = e_{\text{ми}} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{\text{зи}} \cdot B_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                           | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 0.084688889             | 0.688                   | 0            | 0.084688889            | 0.688                  |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.013761944             | 0.1118                  | 0            | 0.013761944            | 0.1118                 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.007194444             | 0.06                    | 0            | 0.007194444            | 0.06                   |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.011305556             | 0.09                    | 0            | 0.011305556            | 0.09                   |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.074                   | 0.6                     | 0            | 0.074                  | 0.6                    |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000000134             | 0.0000011               | 0            | 0.000000134            | 0.0000011              |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.001541667             | 0.012                   | 0            | 0.001541667            | 0.012                  |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.037                   | 0.3                     | 0            | 0.037                  | 0.3                    |

#### Источник загрязнения N 0002, Дизельная электростанция 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  $B_{\text{год}}$ , т, 224  
 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 500  
 Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 376.5  
 Температура отработавших газов  $T_{\text{ог}}$ , К, 400  
 Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{\text{ог}}$ , кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 376.5 \cdot 500 = 1.64154 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{\text{ог}}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{\text{ог}}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 1.64154 / 0.531396731 = 3.089104438 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б      | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| Б      | 26 | 40  | 12 | 2 | 5   | 0.5  | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                           | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 1.066666667             | 7.168                   | 0            | 1.066666667            | 7.168                  |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.173333333             | 1.1648                  | 0            | 0.173333333            | 1.1648                 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.069444444             | 0.448                   | 0            | 0.069444444            | 0.448                  |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.166666667             | 1.12                    | 0            | 0.166666667            | 1.12                   |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.861111111             | 5.824                   | 0            | 0.861111111            | 5.824                  |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000001667             | 0.00001232              | 0            | 0.000001667            | 0.00001232             |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.016666667             | 0.112                   | 0            | 0.016666667            | 0.112                  |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.402777778             | 2.688                   | 0            | 0.402777778            | 2.688                  |

#### Источник загрязнения N 6001, Участок сварки

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO<sub>2</sub>, **KNO<sub>2</sub> = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/55

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 350**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 2.01**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.99**

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 = 13.9**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.9 \cdot 350 / 10^6 = 0.004865$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.9 \cdot 2.01 / 3600 = 0.00776$

**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 = 1.09**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.09 \cdot 350 / 10^6 = 0.0003815$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.09 \cdot 2.01 / 3600 = 0.000609$

**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**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 350 / 10^6 = 0.00035$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2.01 / 3600 = 0.000558$

**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 = 1**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1 \cdot 350 / 10^6 = 0.00035$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1 \cdot 2.01 / 3600 = 0.000558$

Газы:

**Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)**

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 0.93$

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.93 \cdot 350 / 10^6 = 0.0003255$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.93 \cdot 2.01 / 3600 = 0.000519$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 2.7$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 350 / 10^6 = 0.000756$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 2.7 \cdot 2.01 / 3600 = 0.001206$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 350 / 10^6 = 0.0001229$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 2.7 \cdot 2.01 / 3600 = 0.000196$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)**

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3),  $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1),  $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 350 / 10^6 = 0.004655$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2.01 / 3600 = 0.00743$

ИТОГО:

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                                                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)                                                                                                                                           | 0.00776    | 0.004865     |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)                                                                                                                                                              | 0.000609   | 0.0003815    |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                                                                                                                                            | 0.001206   | 0.000756     |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                                                                                                                                 | 0.000196   | 0.0001229    |
| 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)                                                                                                                                                                                 | 0.00743    | 0.004655     |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)                                                                                                                                                                     | 0.000519   | 0.0003255    |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)                                                     | 0.000558   | 0.00035      |
| 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) | 0.000558   | 0.00035      |

**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: Глина

Влажность материала в диапазоне: 3.0 - 5.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1),  $K0 = 1.2$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2),  $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  $K4 = 1$

Высота падения материала, м,  $GB = 1.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5),  $K5 = 0.6$

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,  $MGOD = 1440$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 8.3$

**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),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 80 \cdot 1440 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.09953$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 80 \cdot 8.3 \cdot (1-0) / 3600 = 0.15936$

Итого выбросы:

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, | 0.15936    | 0.09953      |



|  |                                                                                                                 |  |  |
|--|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|
|  | глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) |  |  |
|--|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|--|

#### Пылеподавление

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 1440$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 8.3$

**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),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 80 \cdot 1440 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.01493$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 80 \cdot 8.3 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.023904$

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) | 0.023904   | 0.01493      |

#### **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 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1),  $K0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2),  $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  $K4 = 1$

Высота падения материала, м,  $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5),  $K5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т,  $Q = 80$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 1225$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 7.04$

**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),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 1225 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.04704$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 7.04 \cdot (1-0) / 3600 = 0.07509$

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) | 0.07509    | 0.04704      |

#### Пылеподавление

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  $MGOD = 1225$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  $MH = 7.04$

**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),  $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 1225 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.00706$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 7.04 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.011264$

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) | 0.011264   | 0.00706      |

#### Источник загрязнения N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками

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, м<sup>2</sup>,  $F = 5$

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/м<sup>2</sup>\*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,  $RT = 174$

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,  $Q_{ГОД} = 0.0036 \cdot Q \cdot RT = 0.0036 \cdot 0.001392 \cdot 174 = 0.00087$

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   | 0.00087      |

#### 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/м<sup>3</sup>(Прил. 12),  $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 122$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 122$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $K_{max}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPM = 0.1$

Значение  $K_{rg}$  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, м<sup>3</sup>,  $V = 30$

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),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 122 + 3.15 \cdot 122) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00085$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00085 / 100 = 0.000848$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00085 / 100 = 0.00000238$

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 | 0.00000238   |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163    | 0.000848     |

Источник загрязнения N 6006, 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.,  $NI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 1440$

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),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 2 \cdot 1440) / 1000 = 0.1152$

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       |

### За период бурения скважины

Источник загрязнения N 0003, Двигатель Caterpillar 3512 (привод буровой установки)

Аналогичный расчет

Источник загрязнения N 0004, Двигатель Caterpillar 3512 (привод буровой установки)

Источник загрязнения N 0005, Двигатель Caterpillar 3512 (привод буровой установки)

Источник загрязнения N 0006, Двигатель Caterpillar 3512 (привод буровой установки)

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 249.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 1200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 223

Температура отработавших газов  $T_{ox}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ox}$ , кг/с:

$G_{ox} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 223 \cdot 1200 = 2.333472$  (А.3)

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ox}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$\gamma_{ox} = 1.31 / (1 + T_{ox} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$  (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 2.333472 / 0.531396731 = 4.391205033 \quad (A.4)$$

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  $q_{zi}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zoo} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                           | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 2.24                    | 6.986                   | 0            | 2.24                   | 6.986                  |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.364                   | 1.135225                | 0            | 0.364                  | 1.135225               |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.116666667             | 0.37425                 | 0            | 0.116666667            | 0.37425                |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.466666667             | 1.497                   | 0            | 0.466666667            | 1.497                  |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 1.766666667             | 5.489                   | 0            | 1.766666667            | 5.489                  |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000003667             | 0.000011228             | 0            | 0.000003667            | 0.000011228            |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.033333333             | 0.0998                  | 0            | 0.033333333            | 0.0998                 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.8                     | 2.495                   | 0            | 0.8                    | 2.495                  |

**Источник загрязнения N 0007, Дизель-генераторная станция CAT3508, N=596,5 кВт**

Аналогичный расчет

**Источник загрязнения N 0008, Дизель-генераторная станция CAT3508, N=596,5 кВт**

**Источник загрязнения N 0009, Дизель-генераторная станция CAT3508, N=596,5 кВт**

**Источник загрязнения N 0010, Дизель-генераторная станция CAT3508, N=596,5 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  $B_{zoo}$ , т, 205.025

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_s$ , кВт, 596.5

Удельный расход топлива на экпл./номинал. режиме работы двигателя  $b_s$ , г/кВт\*ч, 279

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 279 * 596.5 = 1.45121292 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 1.45121292 / 0.531396731 = 2.730940623 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б      | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|----|
|--------|----|-----|----|---|-----|------|----|

|   |    |    |    |   |   |     |        |
|---|----|----|----|---|---|-----|--------|
| Б | 26 | 40 | 12 | 2 | 5 | 0.5 | 5.5E-5 |
|---|----|----|----|---|---|-----|--------|

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{zoo} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 1.272533333             | 6.5608                  | 0            | 1.272533333            | 6.5608                 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                                                                                 | 0.206786667             | 1.06613                 | 0            | 0.206786667            | 1.06613                |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                                                                              | 0.082847222             | 0.41005                 | 0            | 0.082847222            | 0.41005                |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый, Сернистый<br>газ, Сера (IV) оксид)<br>(516)                                                     | 0.198833333             | 1.025125                | 0            | 0.198833333            | 1.025125               |
| 0337 | Углерод оксид (Оксид<br>углерода, Угарный газ)<br>(584)                                                                              | 1.027305556             | 5.33065                 | 0            | 1.027305556            | 5.33065                |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000001988             | 0.000011276             | 0            | 0.000001988            | 0.000011276            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.019883333             | 0.1025125               | 0            | 0.019883333            | 0.1025125              |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-C19 (в<br>пересчете на C);<br>Растворитель РПК-<br>265П) (10) | 0.480513889             | 2.4603                  | 0            | 0.480513889            | 2.4603                 |

**Источник загрязнения N 0011, Дополнительная эл. станция VOLVO, N=400 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  $B_{zoo}$ , т, 116.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 400

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 200

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 400 = 0.6976 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.6976 / 0.531396731 = 1.312766826 \quad (A.4)$$

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:

$$W_i = q_{ji} * B_{zoo} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 0.853333333             | 3.7184                  | 0            | 0.853333333            | 3.7184                 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                                                                                 | 0.138666667             | 0.60424                 | 0            | 0.138666667            | 0.60424                |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                                                                              | 0.055555556             | 0.2324                  | 0            | 0.055555556            | 0.2324                 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый, Сернистый<br>газ, Сера (IV) оксид)<br>(516)                                                     | 0.133333333             | 0.581                   | 0            | 0.133333333            | 0.581                  |
| 0337 | Углерод оксид (Окись<br>углерода, Угарный газ)<br>(584)                                                                              | 0.688888889             | 3.0212                  | 0            | 0.688888889            | 3.0212                 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000001333             | 0.000006391             | 0            | 0.000001333            | 0.000006391            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.013333333             | 0.0581                  | 0            | 0.013333333            | 0.0581                 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-C19 (в<br>пересчете на C);<br>Растворитель РПК-<br>265П) (10) | 0.322222222             | 1.3944                  | 0            | 0.322222222            | 1.3944                 |

**Источник загрязнения N 0012, Двигатель буровой установки**

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 225

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 500

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 250

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 250 \cdot 500 = 1.09 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 1.09 / 0.531396731 = 2.051198166 \quad (A.4)$$

**2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов**

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б      | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{ji}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| Б      | 26 | 40  | 12 | 2 | 5   | 0.5  | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 1.066666667             | 7.20                    |              | 1.066666667            | 7.20                   |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                                                                                 | 0.173333333             | 1.170                   |              | 0.173333333            | 1.170                  |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                                                                              | 0.069444444             | 0.450                   |              | 0.069444444            | 0.450                  |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый, Сернистый<br>газ, Сера (IV) оксид)<br>(516)                                                     | 0.166666667             | 1.1250                  |              | 0.166666667            | 1.1250                 |
| 0337 | Углерод оксид (Оксид<br>углерода, Угарный газ)<br>(584)                                                                              | 0.861111111             | 5.850                   |              | 0.861111111            | 5.850                  |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000001667             | 0.000012375             |              | 0.000001667            | 0.000012375            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.016666667             | 0.11250                 |              | 0.016666667            | 0.11250                |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-C19 (в<br>пересчете на C);<br>Растворитель РПК-<br>265П) (10) | 0.402777778             | 2.70                    |              | 0.402777778            | 2.70                   |

**Источник загрязнения N 0013, 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  $B_{200}$ , т, 86.825

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 169

Удельный расход топлива на экпл./номинал. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 197

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 197 * 169 = 0.29031496 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.29031496 / 0.531396731 = 0.546324324 \quad (A.4)$$

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 NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                           | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 0.360533333             | 2.7784                  | 0            | 0.360533333            | 2.7784                 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.058586667             | 0.45149                 | 0            | 0.058586667            | 0.45149                |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.023472222             | 0.17365                 | 0            | 0.023472222            | 0.17365                |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.056333333             | 0.434125                | 0            | 0.056333333            | 0.434125               |
| 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.291055556             | 2.25745                 | 0            | 0.291055556            | 2.25745                |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000000563             | 0.000004775             | 0            | 0.000000563            | 0.000004775            |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.005633333             | 0.0434125               | 0            | 0.005633333            | 0.0434125              |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.136138889             | 1.0419                  | 0            | 0.136138889            | 1.0419                 |

**Источник загрязнения N 0014, 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 = 163.2**Расход топлива, г/с, **BG = 13.09**Марка топлива, **M = Дизельное топливо**Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **AIR = 0.025**Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **SIR = 0.3****РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА****Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, **QN = 1.6**Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 1.6**Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0888**Коефф. 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)<sup>0.25</sup> = 0.0888 · (1.6 / 1.6)<sup>0.25</sup> = 0.0888**Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 163.2 · 42.75 · 0.0888 · (1-0) = 0.62**Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 13.09 · 42.75 · 0.0888 · (1-0) = 0.0497**Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M\_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.62 = 0.496**Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G\_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.0497 = 0.03976****Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Выброс азота оксида (0304), т/год, **M\_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.62 = 0.0806**Выброс азота оксида (0304), г/с, **G\_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.0497 = 0.00646****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 · 163.2 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 163.2 = 0.96**



Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2),  $G_{SO_2} = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1 - NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BG = 0.02 \cdot 13.09 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 13.09 = 0.077$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид 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.м<sup>3</sup> (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),  $M_{CO} = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 163.2 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 2.27$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4),  $G_{CO} = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 13.09 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.182$

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),  $M_{TP} = BT \cdot AR \cdot F = 163.2 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0408$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1),  $G_{TP} = BG \cdot AR \cdot F = 13.09 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00327$

Итого:

| Код  | Наименование ЗВ                                                         | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                  | 0.03976    | 0.496        |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                       | 0.00646    | 0.0806       |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                    | 0.00327    | 0.0408       |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.077      | 0.96         |
| 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)                       | 0.182      | 2.27         |

**Источник загрязнения N 0015, 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, 134

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 132

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 88

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 88 \cdot 132 = 0.10129152$  (А.3)

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$  (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.10129152 / 0.531396731 = 0.190613743$  (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б      | 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:

$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600$  (1)

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000$  (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|----------------------------------------|-------------------|-------------------|-----------|------------------|------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.2816            | 4.288             | 0         | 0.2816           | 4.288            |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота)                | 0.04576           | 0.6968            | 0         | 0.04576          | 0.6968           |

|      |                                                                                                                   |             |            |   |             |            |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|------------|---|-------------|------------|
|      | оксид) (6)                                                                                                        |             |            |   |             |            |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.018333333 | 0.268      | 0 | 0.018333333 | 0.268      |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.044       | 0.67       | 0 | 0.044       | 0.67       |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.227333333 | 3.484      | 0 | 0.227333333 | 3.484      |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.00000044  | 0.00000737 | 0 | 0.00000044  | 0.00000737 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.0044      | 0.067      | 0 | 0.0044      | 0.067      |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.106333333 | 1.608      | 0 | 0.106333333 | 1.608      |

**Источник загрязнения N 0016. Дизельная электростанция АДЛ200 (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  $B_{\text{год}}$ , т, 153.92

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 200

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 204

Температура отработавших газов  $T_{\text{ог}}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{\text{ог}}$ , кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 204 * 200 = 0.355776 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{\text{ог}}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{\text{ог}}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.355776 / 0.531396731 = 0.669511081 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{\text{ми}}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б      | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{\text{ji}}$  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:

$$M_i = e_{\text{ми}} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{\text{ji}} * B_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                     | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|---------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)      | 0.426666667             | 4.92544                 | 0            | 0.426666667            | 4.92544                |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)           | 0.069333333             | 0.800384                | 0            | 0.069333333            | 0.800384               |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)        | 0.027777778             | 0.30784                 | 0            | 0.027777778            | 0.30784                |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый | 0.066666667             | 0.7696                  | 0            | 0.066666667            | 0.7696                 |

|      |                                                                                                                   |              |             |   |              |             |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|-------------|---|--------------|-------------|
|      | газ, Сера (IV) оксид (516)                                                                                        |              |             |   |              |             |
| 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.3444444444 | 4.00192     | 0 | 0.3444444444 | 4.00192     |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000000667  | 0.000008466 | 0 | 0.000000667  | 0.000008466 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.006666667  | 0.07696     | 0 | 0.006666667  | 0.07696     |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.161111111  | 1.84704     | 0 | 0.161111111  | 1.84704     |

**Источник загрязнения N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива 60 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 = 1271.6625**

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 = 1271.6625**

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 = 60**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 3**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $K_{max}$  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 · 0.0029 · 3 = 0.00235**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 180**

Сумма  $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$ , **GHR = 0.00235**

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<sup>-6</sup> + GHR = (2.36 · 1271.6625 + 3.15 · 1271.6625) · 0.1 · 10<sup>-6</sup> + 0.00235 = 0.00305**

**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 · 0.00305 / 100 = 0.00304**

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 · 0.00305 / 100 = 0.00000854**

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 | 0.00000854   |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.001086   | 0.00304      |

**Источник загрязнения N 6008, Емкость для дизтоплива 30 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/м<sup>3</sup>(Прил. 12),  $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 76.96$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 76.96$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 30$

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, м<sup>3</sup>,  $V = 30$

Сумма  $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 76.96 + 3.15 \cdot 76.96) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000825$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000825 / 100 = 0.000823$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000825 / 100 = 0.00000231$

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 | 0.00000231   |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.001086   | 0.000823     |

Источник загрязнения N 6009, 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

Расчет по п. 9

Нефтепродукт:Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup>(Прил. 15),  $C_{MAX} = 0.24$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м<sup>3</sup>,  $QOZ = 6.05$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м<sup>3</sup>(Прил. 15),  $COZ = 0.15$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м<sup>3</sup>,  $QVL = 6.05$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м<sup>3</sup>(Прил. 15),  $CVL = 0.15$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м<sup>3</sup>/час,  $VSL = 3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1),  $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 3) / 3600 = 0.0002$

Выбросы при заправке в резервуары, т/год (9.2.4),  $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot 6.05 + 0.15 \cdot 6.05) \cdot 10^{-6} = 0.000001815$

Удельный выброс при проливах, г/м<sup>3</sup>,  $J = 12.5$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5),  $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (6.05 + 6.05) \cdot 10^{-6} = 0.0000756$

Валовый выброс, т/год (9.2.3),  $MR = MZAK + MPRR = 0.000001815 + 0.0000756 = 0.0000774$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000774 / 100 = 0.0000774$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0002 / 100 = 0.0002$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|-----|-----------------|------------|--------------|
|-----|-----------------|------------|--------------|

|      |                                                                                |        |           |
|------|--------------------------------------------------------------------------------|--------|-----------|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) | 0.0002 | 0.0000774 |
|------|--------------------------------------------------------------------------------|--------|-----------|

**Источник загрязнения N 6010, Емкость для отработанных масел**

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 = 1.36**

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 = 1.36**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м3/ч, **VC = 2**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Крмах для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Крsg 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 = 4**

Сумма Ghri\*Кnp\*Nr, **GHR = 0.0001458**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 2 / 3600 = 0.00002167**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10<sup>-6</sup> + GHR = (0.25 · 1.36 + 0.25 · 1.36) · 0.1 · 10<sup>-6</sup> + 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 · 0.00002167 / 100 = 0.00002167**

| Код  | Наименование ЗВ                                                                | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) | 0.00002167 | 0.000146     |

**Источник загрязнения N 6011, 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    | <b><u>Исходные данные:</u></b>   |                 |                     |        |        |           |
| 1.1. | Объем емкости                    | Vж              | м <sup>3</sup>      | 200    |        |           |
| 1.2. | Количество рабочих емкостей      | n               | шт.                 | 4      |        |           |
| 1.3. | Удельный выброс загряз.в-в       | g               | кг/ч*м <sup>2</sup> | 0,02   |        |           |
| 1.4. | Общая площадь испарения          | F               | м <sup>2</sup>      | 72     |        |           |
| 1.5. | Кэф.зависящий от укрытия емкости | K <sub>11</sub> |                     | 0,21   |        |           |
| 1.6. | Время работы                     | T               | час                 | 1800   |        |           |
| 2    | <b><u>Расчет:</u></b>            |                 |                     |        |        |           |
| 2754 | Углеводороды C12-C19             |                 |                     |        |        |           |
| 2.1. | Кол-во выбросов                  |                 |                     |        |        |           |

|                                                                          |    |           |      |   |         |       |             |               |
|--------------------------------------------------------------------------|----|-----------|------|---|---------|-------|-------------|---------------|
| углеводородов<br>произ.по<br>формуле:<br>$Pr = Fom \cdot g \cdot K_{11}$ | Пр | кг/час    | 72   | * | 0,02    | *     | 0,21        | 0,3024        |
|                                                                          | Пр | г/с       | 0,3  | * | 1000    | /3600 |             | <b>0,0840</b> |
|                                                                          | Пр | т/скв/год | 0,08 | / | 1000000 | *     | 1800 * 3600 | <b>0,5184</b> |

Итого:

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.084      | 0.5184       |

#### Источник загрязнения N 6012, 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),  **$K_0 = 1.5$**

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 1-й стороны

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4),  **$K_4 = 0.1$**

Высота падения материала, м,  **$GB = 0.5$**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5),  **$K_5 = 0.4$**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т,  **$Q = 120$**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы,  **$N = 0$**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год,  **$MGOD = 326$**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час,  **$MH = 0.2$**

**Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)**

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24),  **$M_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 326 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00282$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  **$G_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.2 \cdot (1-0) / 3600 = 0.00048$**

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) | 0.00048    | 0.00282      |

#### Источник загрязнения N 6013, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1),  **$Q = 0.04$**

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  **$NI = 2$**

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  **$NNI = 1$**

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  **$T_{\Sigma} = 1800$**

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),  **$M = (Q \cdot NI \cdot T_{\Sigma}) / 1000 = (0.04 \cdot 2 \cdot 1800) / 1000 = 0.144$**

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  **$CI = 99.72$**

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  **$M_{\Sigma} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.144 / 100 = 0.1436$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  **$G_{\Sigma} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$**

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.144 / 100 = 0.0004032$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)                                                                                | 0.0000311  | 0.0004032    |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108    | 0.1436       |

**Источник загрязнения N 6014, 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      |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------|---------------------|--------|-------------------------|----------------|
| 1    | -                                                                                                                                   |                 |                     |        |                         |                |
| 1.1. | Объем емкости                                                                                                                       | Vж              | м <sup>3</sup>      | 50     |                         |                |
| 1.2. | Количество емкостей                                                                                                                 | n               | шт.                 | 2      |                         |                |
| 1.3. | Удельный выброс загряз.в-в                                                                                                          | g               | кг/ч*м <sup>2</sup> | 0,02   |                         |                |
| 1.4. | Общая площадь испарения                                                                                                             | F               | м <sup>2</sup>      | 42     |                         |                |
| 1.5. | Коэф.зависящий от укрытия емкости                                                                                                   | K <sub>11</sub> |                     | 0,21   |                         |                |
| 1.6. | Время работы                                                                                                                        | T               | час                 | 1800   |                         |                |
| 2    | <b>Расчет:</b><br>2754<br>Углеводороды C12-C19<br>Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле:<br>Пр = Fом * g * K <sub>11</sub> | Пр              | кг/час              | 42     | * 0,02 * 0,2            | 0,17640        |
|      |                                                                                                                                     | Пр              | г/с                 | 0,1764 | * 1000 /3600            | <b>0,04900</b> |
|      |                                                                                                                                     | Пр              | т/скв/год           | 0,0490 | / 1000000 * 1800 * 3600 | <b>0,31752</b> |

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) | 0.049      | 0.31752      |

**Источник загрязнения N 6015, 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,  $\underline{T} = 1800$

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,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 63.39 / 100 = 0.00138$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00138 \cdot 1800 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01622$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 14.12 / 100 = 0.0003075$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003075 \cdot 1800 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00361$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000832$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000832 \cdot 1800 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000977$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000577$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000577 \cdot 1800 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000678$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000584 \cdot 1800 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000686$

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,  $T = 1800$   
 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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 1800 \cdot 3600 / 10^6 = 2.17414$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 1800 \cdot 3600 / 10^6 = 0.48419$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 1800 \cdot 3600 / 10^6 = 0.13092$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$   
 Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.65 / 100 = 0.00773$   
 Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 1800 \cdot 3600 / 10^6 = 0.09084$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 1800 \cdot 3600 / 10^6 = 0.091902$

Сводная таблица расчетов:

| Оборудов.                                            | Технологич. поток        | Общее кол-во, шт. | Время работы, ч/з |
|------------------------------------------------------|--------------------------|-------------------|-------------------|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 17                | 1800              |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)     | Неочищенный нефтяной газ | 27                | 1800              |

Итоговая таблица от 1-ой скважины:

| Код  | Наименование ЗВ                              | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|----------------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)           | 0.0078200  | 0.092588     |
| 0405 | Пентан (450)                                 | 0.0077300  | 0.091518     |
| 0410 | Метан (727*)                                 | 0.0412000  | 0.487800     |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279)               | 0.0111400  | 0.131897     |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.1850000  | 2.190360     |

**Источник загрязнения N 6016, 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                |
|     | <b>1. Исходные данные:</b>                                                                                                                                                                                                                            |                        |              |        |                                           |                  |
| 1.1 | Количество насосов                                                                                                                                                                                                                                    | п                      | шт           | 2      |                                           |                  |
| 1.2 | Время работы                                                                                                                                                                                                                                          | Т                      | час/год      | 1800   |                                           |                  |
| 2.1 | 2. Расчет:<br>2754 Углеводороды C12-C19<br>Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:<br>$M_{сек} = Q / 3.6$<br>$M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год),<br>удельное количество выбросов на | $M_{сек}$<br>$M_{год}$ | г/с<br>т/год |        | 0,02 * 2 / 3,6<br>0,02 * 2 * 1800 * 0,001 | 0,01111<br>0.072 |







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,  $T_{\text{ф}} = 100$

Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

**Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.023$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M_{\text{в}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T_{\text{ф}} \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001656$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (2),  $G_{\text{м}} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$

**Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**

Удельный выброс, г/с (табл. 1),  $GV = 0.055$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M_{\text{в}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T_{\text{ф}} \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.00396$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (2),  $G_{\text{м}} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

Технология обработки: Механическая обработка чугуна

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей

Вид станков: Сверлильные станки

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год,  $T_{\text{ф}} = 100$

Число станков данного типа, шт.,  $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт.,  $NSI = 1$

**Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**

Удельный выброс, г/с (табл. 4),  $GV = 0.0011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2),  $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1),  $M_{\text{в}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T_{\text{ф}} \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.0000792$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (2),  $G_{\text{м}} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$

ИТОГО:

| Код  | Наименование ЗВ                                    | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|----------------------------------------------------|------------|--------------|
| 2902 | Взвешенные частицы (116)                           | 0.0110000  | 0.0051912    |
| 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) | 0.0046000  | 0.0024480    |

#### При испытании скважины

**Источник загрязнения N 0017, Двигатель буровой установки**

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{\text{год}}$ , т, 255

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 1200

Удельный расход топлива на экспл./номинальном режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 223

Температура отработавших газов  $T_{\text{ог}}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

#### 1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{\text{ог}}$ , кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 223 \cdot 1200 = 2.333472 \quad (\text{А.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{\text{ог}}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{А.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{\text{ог}}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 2.333472 / 0.531396731 = 4.391205033 \quad (\text{А.4})$$

#### 2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{\text{м}}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | СО  | NOx | СН  | С    | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|------|-----|------|--------|
| В      | 5.3 | 8.4 | 2.4 | 0.35 | 1.4 | 0.1  | 1.1E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{\text{з}}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | СО | NOx | СН | С   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|-----|-----|------|--------|
| В      | 22 | 35  | 10 | 1.5 | 6   | 0.4  | 4.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 2.24                    | 7.14                    | 0            | 2.24                   | 7.14                   |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                                                                                 | 0.364                   | 1.16025                 | 0            | 0.364                  | 1.16025                |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                                                                              | 0.116666667             | 0.3825                  | 0            | 0.116666667            | 0.3825                 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый, Сернистый<br>газ, Сера (IV) оксид)<br>(516)                                                     | 0.466666667             | 1.53                    | 0            | 0.466666667            | 1.53                   |
| 0337 | Углерод оксид (Оксид<br>углерода, Угарный газ)<br>(584)                                                                              | 1.766666667             | 5.61                    | 0            | 1.766666667            | 5.61                   |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000003667             | 0.000011475             | 0            | 0.000003667            | 0.000011475            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.033333333             | 0.102                   | 0            | 0.033333333            | 0.102                  |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-C19 (в<br>пересчете на C);<br>Растворитель РПК-<br>265П) (10) | 0.8                     | 2.55                    | 0            | 0.8                    | 2.55                   |

**Источник загрязнения N 0018. 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  $B_{zod}$ , т, 475

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 500

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 361

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 361 * 500 = 1.57396 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 1.57396 / 0.531396731 = 2.961930151 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

#### Итого выбросы по веществам:

| Код  | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 1.066666667             | 15.2                    | 0            | 1.066666667            | 15.2                   |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                                                                                 | 0.173333333             | 2.47                    | 0            | 0.173333333            | 2.47                   |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                                                                              | 0.069444444             | 0.95                    | 0            | 0.069444444            | 0.95                   |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый, Сернистый<br>газ, Сера (IV) оксид)<br>(516)                                                     | 0.166666667             | 2.375                   | 0            | 0.166666667            | 2.375                  |
| 0337 | Углерод оксид (Окись<br>углерода, Угарный газ)<br>(584)                                                                              | 0.861111111             | 12.35                   | 0            | 0.861111111            | 12.35                  |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000001667             | 0.000026125             | 0            | 0.000001667            | 0.000026125            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.016666667             | 0.2375                  | 0            | 0.016666667            | 0.2375                 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-C19 (в<br>пересчете на C);<br>Растворитель РПК-<br>265П) (10) | 0.402777778             | 5.7                     | 0            | 0.402777778            | 5.7                    |

#### Источник загрязнения N 0019, 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  $B_{zod}$ , т, 113.25

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_s$ , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_s$ , г/кВт\*ч, 197

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 197 * 169 = 0.29031496 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.29031496 / 0.531396731 = 0.546324324 \quad (A.4)$$

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:

$$W_i = q_{ji} * B_{zoo} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                           | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 0.360533333             | 3.624                   | 0            | 0.360533333            | 3.624                  |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.058586667             | 0.5889                  | 0            | 0.058586667            | 0.5889                 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.023472222             | 0.2265                  | 0            | 0.023472222            | 0.2265                 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.056333333             | 0.56625                 | 0            | 0.056333333            | 0.56625                |
| 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.291055556             | 2.9445                  | 0            | 0.291055556            | 2.9445                 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000000563             | 0.000006229             | 0            | 0.000000563            | 0.000006229            |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.005633333             | 0.056625                | 0            | 0.005633333            | 0.056625               |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.136138889             | 1.359                   | 0            | 0.136138889            | 1.359                  |

**Источник загрязнения N 0020, Факельная установка**

Список литературы:

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

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: Бурение скважины 4000 м \_Жаркент

Цех: Испытание

Источник: 0020

Наименование: Факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

**1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**

**Таблица процентного содержания составляющих смеси.**

**Состав смеси задавался в объемных долях.**

| Компонент             | [%]/об. | [%]/мас.   | Молек.мас. | Плотность |
|-----------------------|---------|------------|------------|-----------|
| Метан(CH4)            | 89      | 82.0885605 | 16.043     | 0.7162    |
| Этан(C2H6)            | 0.92    | 1.59048034 | 30.07      | 1.3424    |
| Пропан(C3H8)          | 0.05    | 0.12676112 | 44.097     | 1.9686    |
| Бутан(C4H10)          | 0.008   | 0.02673329 | 58.124     | 2.5948    |
| Пентан(C5H12)         | 0.003   | 0.01244430 | 72.151     | 3.2210268 |
| Азот(N2)              | 10      | 16.1069451 | 28.016     | 1.2507    |
| Диоксид углерода(CO2) | 0.019   | 0.04807528 | 44.011     | 1.9648    |

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3,(5)): **17.39373904**

Плотность сжигаемой смеси  $R_o$ , кг/м<sup>3</sup> (прил.3,(7)): **0.776506207**

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.1777174$$

где  $(K_i)$  - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$  - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси  $W_{зв}$ , м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.1777174 * (35 + 273) / 17.39373904)^{0.5} = 417.8501121$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;

Объемный расход  $B$ , м<sup>3</sup>/с: **0.016667**

Скорость истечения смеси  $W_{ист}$ , м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.016667 / (3.141592654 * 0.35^2) = 0.173233335$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.016667 * 0.776506207 = 12.94202895$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к.  $W_{ист} / W_{зв} = 0.000414582 < 0.2$ , горение сажевое.

## 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : **0.9984**

Массовое содержание углерода  $[C]_m$ , % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 17.3937390) = 62.81984555$$

где  $x_i$  - число атомов углерода;

$[нег]_o$  - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной  $[нег]_o$  можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи  $M_i$ , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где  $UB_i$  - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

| Код  | Примесь                                 | УВ г/г     | М г/с       |
|------|-----------------------------------------|------------|-------------|
| 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный) | 0.02       | 0.258840579 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)  | 0.8*0.003  | 0.0310609   |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)       | 0.13*0.003 | 0.0050474   |
| 0410 | Метан (727*)                            | 0.0005     | 0.006471014 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)    | 0.002      | 0.025884058 |

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{co2}$ , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 12.9420290 * (3.67 * 0.9984000 * 62.8198455 + 0.0480753) - 0.2588406 - 0.0064710 - 0.0258841 = 29.50498269$$

где  $[CO2]_m$  - массовое содержание диоксида углерода, %;

$M_{co}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с;

$M_{ch4}$  - мощность выброса метана, г/с;

$M_c$  - мощность выброса сажи, г/с;

## 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{нз}$ , ккал/м<sup>3</sup> (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 89 + 152 * 0.92 + 218 * 0.05 + 283 * 0.008 + 349 * 0.003 + 56 * 0 = 7763.551$$

где  $[CH2]_o$  - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$  - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$  - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$  - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$  - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (17.39373904)^{0.5} = 0.2$$

Объемное содержание кислорода  $[O2]_o$ , %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.013814728$$

где  $A_o$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_o$  - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$0.013814728) = 8.640932019$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 8.640932019 = 9.64093202$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 35 + (7763.551 * (1-0.2) * 0.9984) / (9.64093202 * 0.4) = 1642.962654$$

где  $T_o$  - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что  $1500 \leq T_o < 1800$ ,  $C_{nc} = 0.39$

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 35 + (7763.551 * (1-0.2) * 0.9984) / (9.64093202 * 0.39) = 1684.192466$$

#### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси  $V_I$ , м<sup>3</sup>/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.016667 * 9.64093202 * (273 + 1684.192466) / 273 = 1.151986379$$

Длина факела  $L_{фн}$ , м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.35 = 5.25$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (16):

$$H = L_{фн} + h_e = 5.25 + 15 = 20.25$$

где  $h_e$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

#### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_f$ , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 5.25 + 0.49 * 0.35 = 0.9065$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_f^2 = 1.27 * 1.151986379 / 0.9065^2 = 1.780391238$$

#### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс  $i$ -ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **6480**;

| Код  | Примесь                                 | Выброс г/с  | Выброс т/год |
|------|-----------------------------------------|-------------|--------------|
| 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный) | 0.258840579 | 6.038233029  |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)  | 0.031060869 | 0.724587963  |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)       | 0.005047391 | 0.117745544  |
| 0410 | Метан (727*)                            | 0.006471014 | 0.150955826  |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)    | 0.025884058 | 0.603823303  |

#### Источник загрязнения N 0021, Силовой привод установки

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 375

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 350

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 216.5

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 216.5 * 350 = 0.660758 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;



Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.660758 / 0.531396731 = 1.243436328 \quad (A.4)$$

## 2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б      | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| Б      | 26 | 40  | 12 | 2 | 5   | 0.5  | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

### Итого выбросы по веществам:

| Код  | Примесь                                                                                                                              | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                                                                            | 0.746666667             | 12.0                    | 0            | 0.746666667            | 12                     |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                                                                                 | 0.121333333             | 1.95                    | 0            | 0.121333333            | 1.95                   |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод<br>черный) (583)                                                                                              | 0.048611111             | 0.75                    | 0            | 0.048611111            | 0.75                   |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид<br>сернистый, Сернистый<br>газ, Сера (IV) оксид)<br>(516)                                                     | 0.116666667             | 1.875                   | 0            | 0.116666667            | 1.875                  |
| 0337 | Углерод оксид (Окись<br>углерода, Угарный газ)<br>(584)                                                                              | 0.602777778             | 9.75                    | 0            | 0.602777778            | 9.75                   |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-<br>Бензпирен) (54)                                                                                                | 0.000001167             | 0.000020625             | 0            | 0.000001167            | 0.000020625            |
| 1325 | Формальдегид<br>(Метаналь) (609)                                                                                                     | 0.011666667             | 0.1875                  | 0            | 0.011666667            | 0.1875                 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в<br>пересчете на C/<br>(Углеводороды<br>предельные C12-C19 (в<br>пересчете на C);<br>Растворитель РПК-<br>265П) (10) | 0.281944444             | 4.5                     | 0            | 0.281944444            | 4.5                    |

### Источник загрязнения N 6021, 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/м<sup>3</sup>(Прил. 12),  $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 609.125$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 609.125$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение  $KPM$  для этого типа резервуаров (Прил. 8),  $KPM = 0.1$

Значение  $KPSR$  для этого типа резервуаров (Прил. 8),  $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13),  $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001566$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 60$

Сумма  $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$ ,  $GHR = 0.001566$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 609.125 + 3.15 \cdot 609.125) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.0019$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0019 / 100 = 0.001895$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0019 / 100 = 0.00000532$

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 | 0.00000532   |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.001086   | 0.001895     |

#### **Источник загрязнения N 6022, Емкость для тех.масла**

Список литературы:

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

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup> (Прил. 15),  $C_{MAX} = 0.24$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м<sup>3</sup>,  $Q_{OZ} = 6.05$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м<sup>3</sup> (Прил. 15),  $COZ = 0.15$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м<sup>3</sup>,  $Q_{VL} = 6.05$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м<sup>3</sup> (Прил. 15),  $CVL = 0.15$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м<sup>3</sup>/час,  $VSL = 3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1),  $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 3) / 3600 = 0.0002$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4),  $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot 6.05 + 0.15 \cdot 6.05) \cdot 10^{-6} = 0.000001815$

Удельный выброс при проливах, г/м<sup>3</sup>,  $J = 12.5$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5),  $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (6.05 + 6.05) \cdot 10^{-6} = 0.0000756$

Валовый выброс, т/год (9.2.3),  $MR = MZAK + MPRR = 0.000001815 + 0.0000756 = 0.0000774$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000774 / 100 = 0.0000774$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0002 / 100 = 0.0002$

| Код  | Наименование ЗВ                                                                | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) | 0.0002     | 0.0000774    |

#### **Источник загрязнения N 6023, 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.,  $NI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 6480$

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),  $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 2 \cdot 6480) / 1000 = 0.518$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.518 / 100 = 0.517$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.518 / 100 = 0.00145$

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  | 0.00145      |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108    | 0.517        |

**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,  $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 25 = 0.01153$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.01153 / 3.6 = 0.0032$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.047356$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.010544$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001978$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0020015$

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,  $T = 6480$

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.47916$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.10672$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02888$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.020039$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02025$

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,  $T = 6480$

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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000426$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000095$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000257$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000179$

**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,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018$

Сводная таблица расчетов:

| Оборудов.                                            | Технологич. поток        | Общее кол-во, шт. | Время работы, ч/з |
|------------------------------------------------------|--------------------------|-------------------|-------------------|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 25                | 6480              |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)     | Неочищенный нефтяной газ | 3                 | 6480              |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)          | Неочищенный нефтяной газ | 18                | 6480              |

Итоговая таблица:

| Код  | Наименование ЗВ                              | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|----------------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)           | 0.0008680  | 0.0222830    |
| 0405 | Пентан (450)                                 | 0.0008590  | 0.0220349    |
| 0410 | Метан (727*)                                 | 0.0045750  | 0.1173590    |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279)               | 0.0012380  | 0.0317557    |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.0205400  | 0.5269420    |

**Источник загрязнения N 6025, 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 | $P = 0,004 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$ |           |
| 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) <sup>0.8</sup> / 0,57 | 0,04564        |
|                                      |    | г/с    | 0,04564 * 1000 / 3600                            | <b>0,01268</b> |
|                                      |    | т/год  | 0,04564 / 1000 * 6480                            | <b>0,29575</b> |

Итоговая таблица

|      |                                              |         |         |
|------|----------------------------------------------|---------|---------|
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.01268 | 0.29575 |
|------|----------------------------------------------|---------|---------|

**Источник загрязнения N 6026, 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     | <b><u>Исходные данные:</u></b>                    |        |                |        |                                                                  |                |
| 1.1.  | Объем аппарата                                    | V      | м <sup>3</sup> | 2      |                                                                  |                |
| 1.2   | Давление в аппарате                               | P      | гПа            | 5000   |                                                                  |                |
| 1.3   | Средняя молекулярная масса паров                  | Mп     | г/моль         | 63     |                                                                  |                |
| 1.4   | Время работы                                      | T      | час            | 6480   |                                                                  |                |
| 1.5   | Средняя температура в аппарате                    | t      | К              | 303    |                                                                  |                |
| 2     | Количество выбросов углеводородов C1-C5 составит: |        |                |        |                                                                  |                |
|       |                                                   | Пр     | кг/час         |        | $П = 0,037 * \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{Mn/T}$ | 0,1055         |
|       |                                                   | Пр     | г/с            |        | 0,1055 * 1000 / 3600                                             | <b>0,02931</b> |
|       |                                                   | Пр     | т/год          |        | 0,0293 / 1000000 * 3600 * 6480                                   | <b>0,68351</b> |

Итоговая таблица

|      |                                              |         |         |
|------|----------------------------------------------|---------|---------|
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.02931 | 0.68351 |
|------|----------------------------------------------|---------|---------|

**Источник загрязнения N 6027, 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 = 35**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.83**

**KTMIN = 0.83**

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 45**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.01**

**KTMAX = 1.01**

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 = 2**

Категория веществ, **\_NAME\_ = А, Б, В**

Значение Kpsг(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 = 2160**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.80**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 2160 / (0.8 · 100) = 27**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/час, ***VCMAX* = 0.4**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS* = 400**

, ***P* = 400**

Коэффициент, ***KB* = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP* = 40**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS* = 0.6 · *TKIP* + 45 = 0.6 · 40 + 45 = 69**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M* = 0.294 · *PS* · *MRS* · (*KTMAX* · *KB* + *KTMIN*) · *KPSR* · *KOB* · *B* / (10<sup>7</sup> · *RO*) = 0.294 · 400 · 69 · (1.01 · 1 + 0.83) · 0.1 · 2.5 · 2160 / (10<sup>7</sup> · 0.8) = 1.008**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G* = (0.163 · *PS* · *MRS* · *KTMAX* · *KPMAX* · *KB* · *VCMAX*) / 10<sup>4</sup> = (0.163 · 400 · 69 · 1.01 · 0.1 · 1 · 0.4) / 10<sup>4</sup> = 0.01818**

**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 · 1.008 / 100 = 0.73**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G* = *CI* · *G* / 100 = 72.46 · 0.01818 / 100 = 0.01317**

**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 · 1.008 / 100 = 0.27**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G* = *CI* · *G* / 100 = 26.8 · 0.01818 / 100 = 0.00487**

**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 · 1.008 / 100 = 0.00353**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G* = *CI* · *G* / 100 = 0.35 · 0.01818 / 100 = 0.0000636**

**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 · 1.008 / 100 = 0.002218**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G* = *CI* · *G* / 100 = 0.22 · 0.01818 / 100 = 0.00004**

**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 · 1.008 / 100 = 0.001109**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G* = *CI* · *G* / 100 = 0.11 · 0.01818 / 100 = 0.00002**

**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 · 1.008 / 100 = 0.000605**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G* = *CI* · *G* / 100 = 0.06 · 0.01818 / 100 = 0.0000109**

| Код  | Наименование ЗВ                                 | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)              | 0.0000109  | 0.000605     |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)    | 0.01317    | 0.73         |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)   | 0.00487    | 0.27         |
| 0602 | Бензол (64)                                     | 0.0000636  | 0.00353      |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00002    | 0.001109     |
| 0621 | Метилбензол (349)                               | 0.00004    | 0.002218     |

**Источник загрязнения N 6028, Насос для нефти**

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), ***Q* = 0.02**

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NI* = 3**

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 6480$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1),  $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.02 \cdot 1 / 3.6 = 0.00556$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot NNI \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 1 \cdot 6480) / 1000 = 0.389$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.389 / 100 = 0.282$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00403$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.389 / 100 = 0.1043$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00149$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.389 / 100 = 0.001362$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001946$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.389 / 100 = 0.000856$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001223$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.389 / 100 = 0.000428$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00000612$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.389 / 100 = 0.0002334$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00556 / 100 = 0.000003336$

| Код  | Наименование ЗВ                                 | Выброс г/с  | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------|-------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)              | 0.000003336 | 0.0002334    |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)    | 0.00403     | 0.282        |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)   | 0.00149     | 0.1043       |
| 0602 | Бензол (64)                                     | 0.00001946  | 0.001362     |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00000612  | 0.000428     |
| 0621 | Метилбензол (349)                               | 0.00001223  | 0.000856     |

### **Источник загрязнения N 6029, Площадка 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)

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1),  $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1),  $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 8 = 0.00369$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.00369 / 3.6 = 0.001025$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 72.46 / 100 = 0.000742715$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000742715 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.017326$

**Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 26.8 / 100 = 0.0002747$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002747 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.006408$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 0.06 / 100 = 0.000000615$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000615 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000143$

**Примесь: 0602 Бензол (64)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000035875$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000035875 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000084$

**Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000011275$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011275 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000263$

**Примесь: 0621 Метилбензол (349)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.001025 \cdot 0.22 / 100 = 0.000002255$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002255 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000526$

Сводная таблица расчетов:

| Оборудов.                                            | Технологич. поток | Общее кол-во, шт. | Время работы, ч/з |
|------------------------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Поток №8          | 8                 | 6480              |

Итоговая таблица:

| Код  | Наименование ЗВ                                 | Выброс г/с   | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------|--------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)              | 0.000000615  | 0.0000143    |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)    | 0.000742715  | 0.006408     |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)   | 0.0002747    | 0.006408     |
| 0602 | Бензол (64)                                     | 0.0000035875 | 0.000084     |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.0000011275 | 0.0000263    |
| 0621 | Метилбензол (349)                               | 0.000002255  | 0.0000526    |

#### Капитальный ремонт скважины

**Источник загрязнения N 0022, Дизельный двигатель установки**

**Аналогичный расчет**

**Источник загрязнения N 0023, Дизельный двигатель установки**

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 175

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 800

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 450

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 450 \cdot 800 = 3.1392 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 3.1392 / 0.531396731 = 5.907450717 \quad (A.4)$$

#### 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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                                                           | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                                                            | 1.493333333             | 4.90                    | 0            | 1.493333333            | 4.9                    |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.242666667             | 0.79625                 | 0            | 0.242666667            | 0.79625                |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.077777778             | 0.2625                  | 0            | 0.077777778            | 0.2625                 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.311111111             | 1.05                    | 0            | 0.311111111            | 1.05                   |
| 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 1.177777778             | 3.85                    | 0            | 1.177777778            | 3.85                   |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000002444             | 0.000007875             | 0            | 0.000002444            | 0.000007875            |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.022222222             | 0.07                    | 0            | 0.022222222            | 0.07                   |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.533333333             | 1.75                    | 0            | 0.533333333            | 1.75                   |

**Источник загрязнения N 0024, Дизельная электростанция**

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, 105

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 500

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 179

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 179 * 500 = 0.78044 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.78044 / 0.531396731 = 1.468657887 \quad (A.4)$$

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<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                   | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота | 1.066666667             | 3.36                    | 0            | 1.066666667            | 3.36                   |

|      |                                                                                                                   |             |             |   |             |             |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|---|-------------|-------------|
|      | диоксид) (4)                                                                                                      |             |             |   |             |             |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                                                                 | 0.173333333 | 0.546       | 0 | 0.173333333 | 0.546       |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.069444444 | 0.21        | 0 | 0.069444444 | 0.21        |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.166666667 | 0.525       | 0 | 0.166666667 | 0.525       |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.861111111 | 2.73        | 0 | 0.861111111 | 2.73        |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000001667 | 0.000005775 | 0 | 0.000001667 | 0.000005775 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.016666667 | 0.0525      | 0 | 0.016666667 | 0.0525      |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.402777778 | 1.26        | 0 | 0.402777778 | 1.26        |

#### **Источник загрязнения N 0025, 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, 13.25

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 169

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 197

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 197 * 169 = 0.29031496 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.29031496 / 0.531396731 = 0.546324324 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

#### **Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|----------------------------------------|-------------------|-------------------|-----------|------------------|------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.360533333       | 0.424             | 0         | 0.360533333      | 0.424            |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)      | 0.058586667       | 0.0689            | 0         | 0.058586667      | 0.0689           |

|      |                                                                                                                   |             |             |   |             |             |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|---|-------------|-------------|
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                                                              | 0.023472222 | 0.0265      | 0 | 0.023472222 | 0.0265      |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)                                           | 0.056333333 | 0.06625     | 0 | 0.056333333 | 0.06625     |
| 0337 | Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.291055556 | 0.3445      | 0 | 0.291055556 | 0.3445      |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000000563 | 0.000000729 | 0 | 0.000000563 | 0.000000729 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.005633333 | 0.006625    | 0 | 0.005633333 | 0.006625    |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.136138889 | 0.159       | 0 | 0.136138889 | 0.159       |

#### Источник загрязнения N 0026, Компрессорная установка

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, 25

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 55

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 26

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 26 \cdot 55 = 0.0124696 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.0124696 / 0.531396731 = 0.023465707 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx  | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|------|-----|-----|-----|------|--------|
| A      | 7.2 | 10.3 | 3.6 | 0.7 | 1.1 | 0.15 | 1.3E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{ji}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| A      | 30 | 43  | 15 | 3 | 4.5 | 0.6  | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

#### Итого выбросы по веществам:

| Код  | Примесь                                          | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|--------------------------------------------------|-------------------|-------------------|-----------|------------------|------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)           | 0.125888889       | 0.86              | 0         | 0.125888889      | 0.86             |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                | 0.020456944       | 0.13975           | 0         | 0.020456944      | 0.13975          |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)             | 0.010694444       | 0.075             | 0         | 0.010694444      | 0.075            |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, | 0.016805556       | 0.1125            | 0         | 0.016805556      | 0.1125           |

|      |                                                                                                                   |             |             |   |             |             |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|---|-------------|-------------|
|      | Сера (IV) оксид) (516)                                                                                            |             |             |   |             |             |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                                                                 | 0.11        | 0.75        | 0 | 0.11        | 0.75        |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000000199 | 0.000001375 | 0 | 0.000000199 | 0.000001375 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.002291667 | 0.015       | 0 | 0.002291667 | 0.015       |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.055       | 0.375       | 0 | 0.055       | 0.375       |

### Источник загрязнения N 0027, ДЭС

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 75

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 150

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 200

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b * P, \text{ где } P = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 150 = 0.2616 \quad (\text{А.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{А.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.2616 / 0.531396731 = 0.49228756 \quad (\text{А.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б      | 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:

$$M_i = e_{mi} * P / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

### Итого выбросы по веществам:

| Код  | Примесь                                                                 | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|-------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)                                  | 0.32                    | 2.4                     | 0            | 0.32                   | 2.4                    |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)                                       | 0.052                   | 0.39                    | 0            | 0.052                  | 0.39                   |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)                                    | 0.020833333             | 0.15                    | 0            | 0.020833333            | 0.15                   |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.05                    | 0.375                   | 0            | 0.05                   | 0.375                  |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)                       | 0.258333333             | 1.95                    | 0            | 0.258333333            | 1.95                   |

|      |                                                                                                                   |             |             |   |             |             |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|---|-------------|-------------|
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.0000005   | 0.000004125 | 0 | 0.0000005   | 0.000004125 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.005       | 0.0375      | 0 | 0.005       | 0.0375      |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.120833333 | 0.9         | 0 | 0.120833333 | 0.9         |

**Источник загрязнения N 6030, 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 = 284.125**

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 = 284.125**

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 горизонтальный

Значение Крмах для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Крsg 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**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 60**

Сумма Ghri\*Knp\*Nr, **GHR = 0.001566**

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<sup>-6</sup> + GHR = (2.36 · 284.125 + 3.15 · 284.125) · 0.1 · 10<sup>-6</sup> + 0.001566 = 0.001723**

**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 · 0.001723 / 100 = 0.001718**

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 · 0.001723 / 100 = 0.00000482**

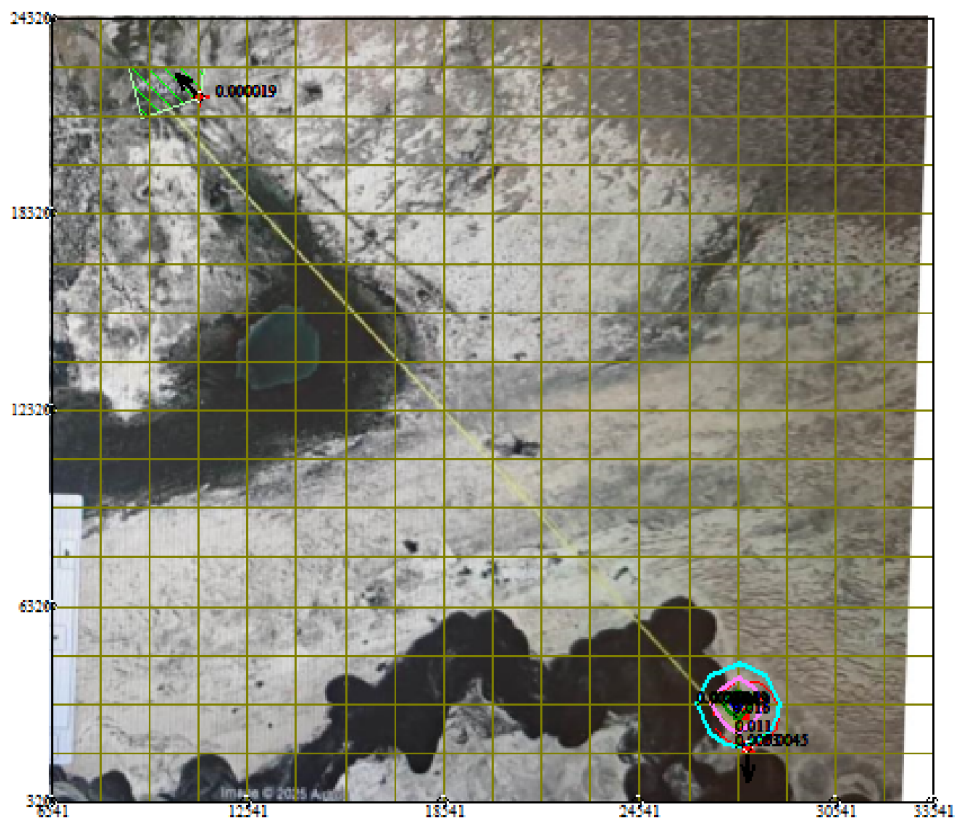
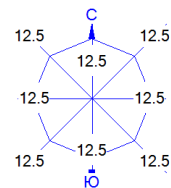
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001089 / 100 = 0.00000305**

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)                                                                                | 0.00000305 | 0.00000482   |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.001086   | 0.001718     |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

### Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний ПРИ БУРЕНИ СКВАЖИНЫ

Город : 730 Жетісу  
Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
6359 0342+0344



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

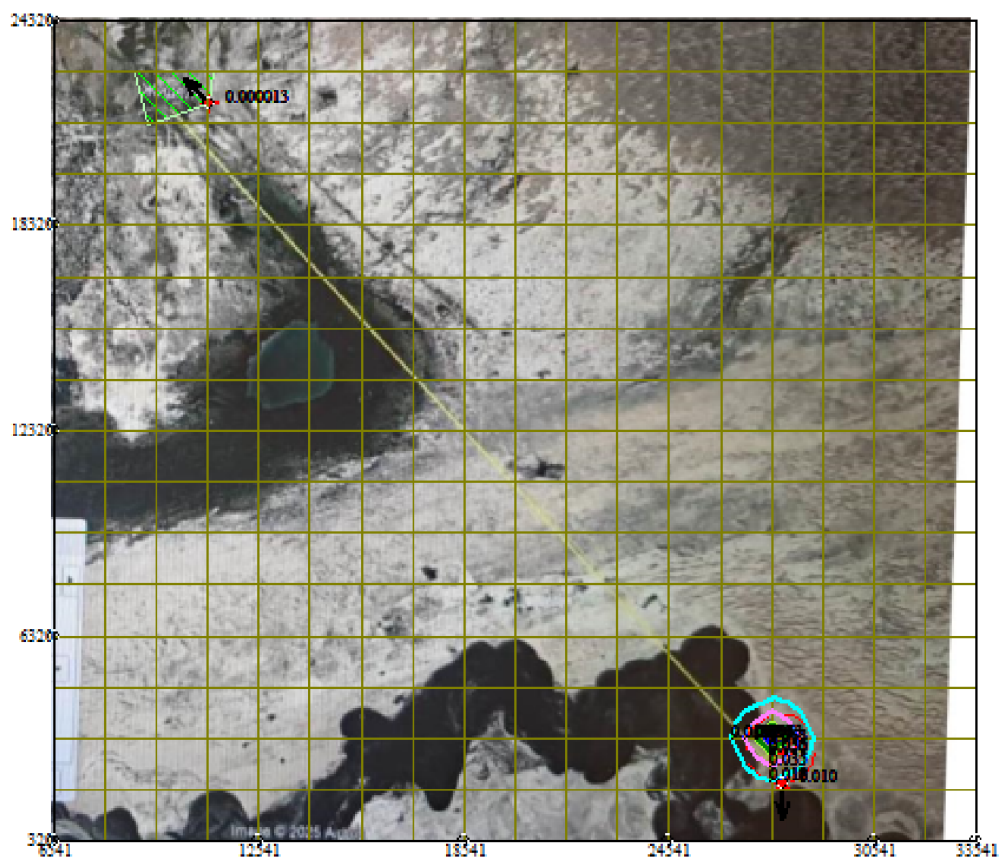
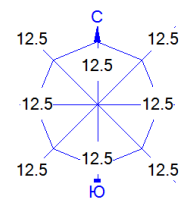
Изолинии в долях ПДК

- 0.0053 ПДК
- 0.011 ПДК
- 0.016 ПДК
- 0.019 ПДК

0 1763 5289м.  
Масштаб 1:176300

Макс концентрация 0.0210921 ПДК достигается в точке  $x = 27541$   $y = 3320$   
При опасном направлении  $139^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
Расчет на существующее положение.

Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)

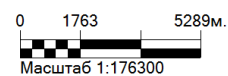


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- \* Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.018 ПДК
- 0.035 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.053 ПДК
- 0.063 ПДК



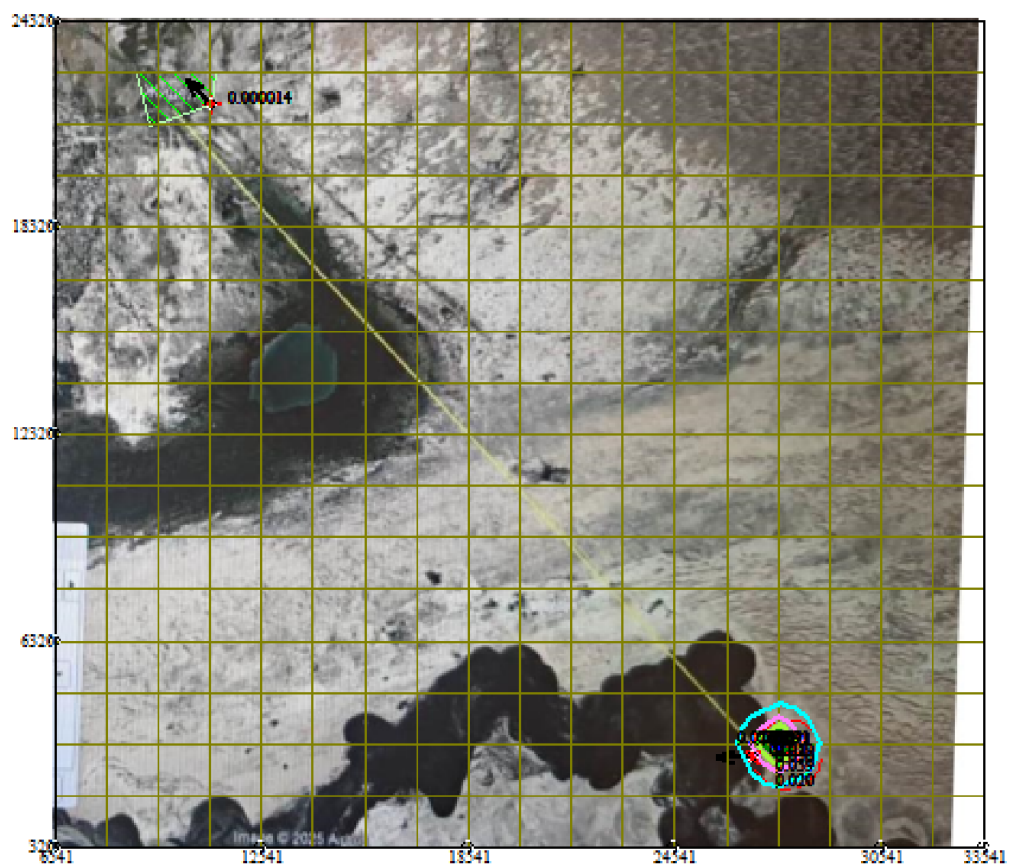
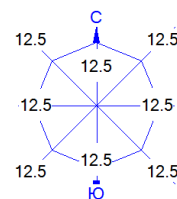
Макс концентрация 0.0702734 ПДК достигается в точке  $x = 27541$   $y = 3320$   
 При опасном направлении  $138^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 730 Жетісу

Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1

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)

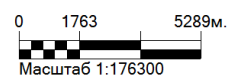


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

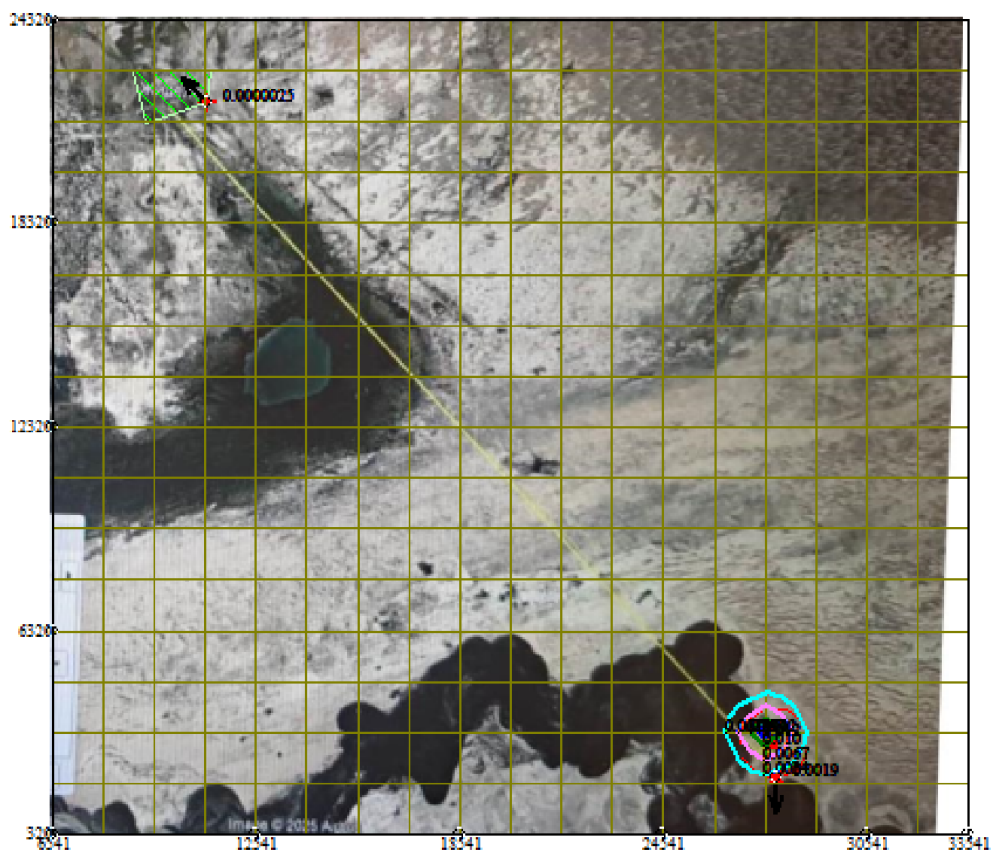
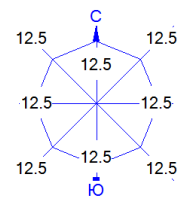
- 0.020 ПДК
- 0.039 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.059 ПДК
- 0.071 ПДК



Макс концентрация 0.0786776 ПДК достигается в точке  $x=27541$   $y=3320$   
При опасном направлении  $138^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
Расчёт на существующее положение.



Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2902 Взвешенные частицы (116)

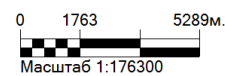


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

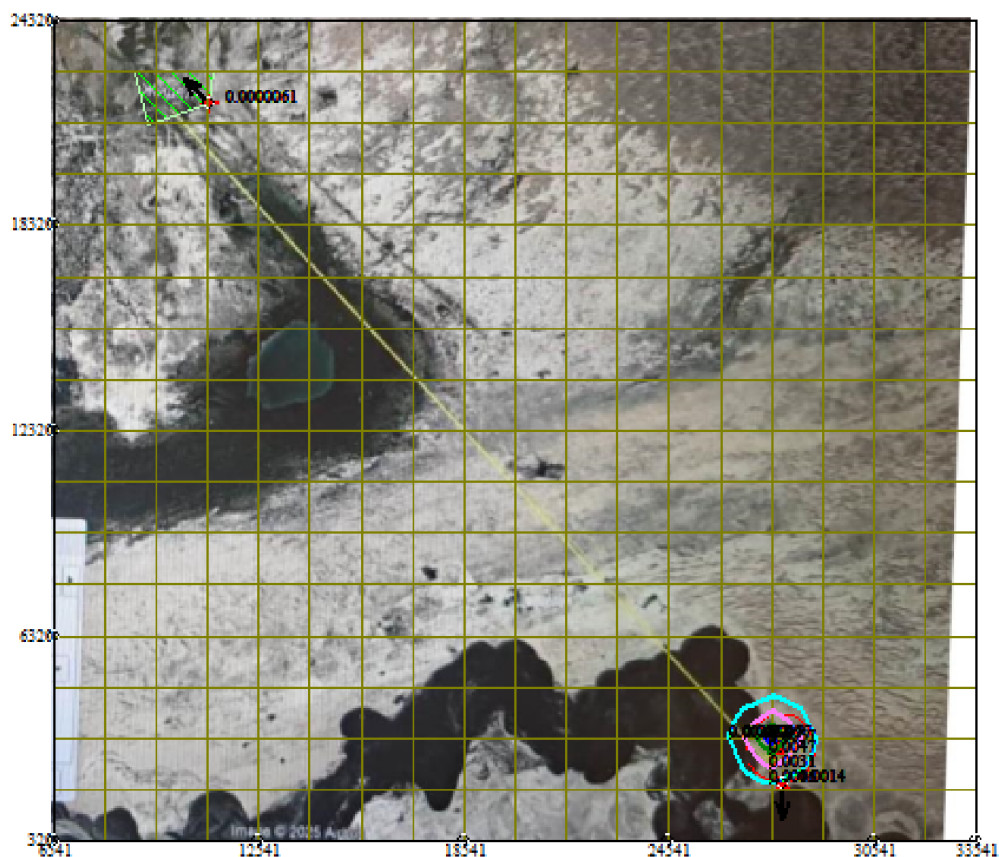
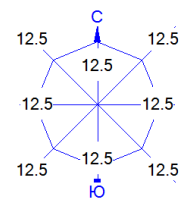
Изолинии в долях ПДК

- 0.0034 ПДК
- 0.0067 ПДК
- 0.010 ПДК
- 0.012 ПДК



Макс концентрация 0.0134436 ПДК достигается в точке  $x = 27541$   $y = 3320$   
 При опасном направлении  $138^\circ$  и опасной скорости ветра  $12$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $27000$  м, высота  $24000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $1500$  м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716\*)

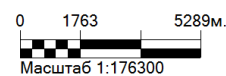


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

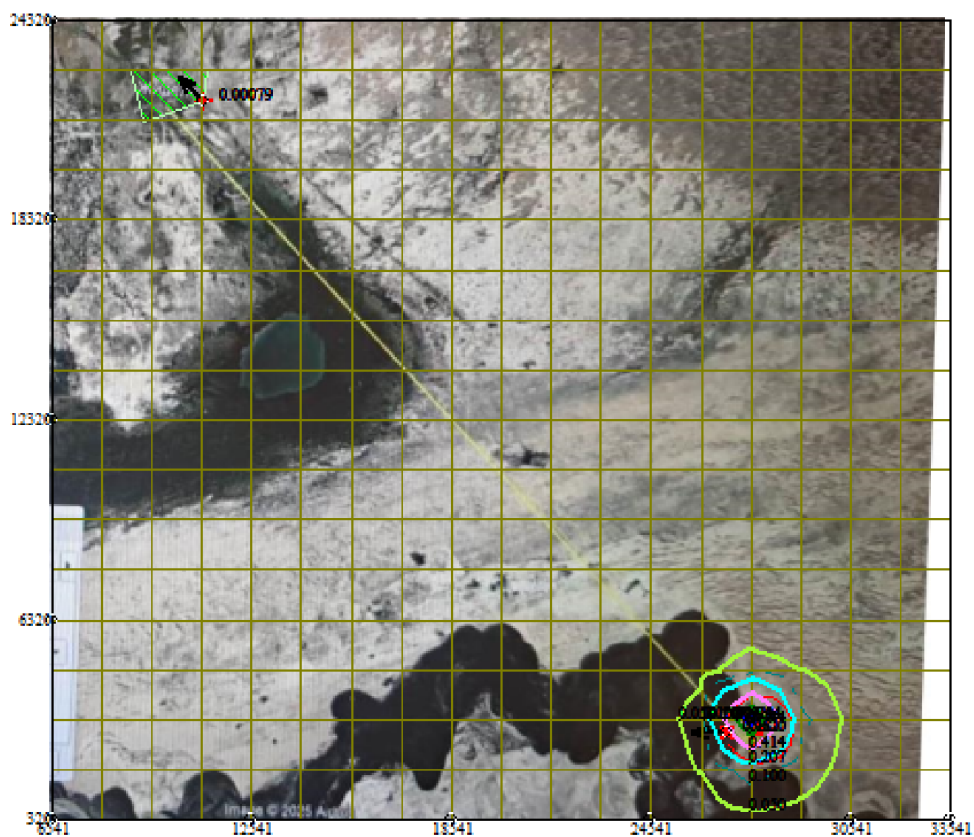
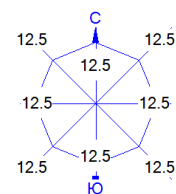
Изолинии в долях ПДК

- 0.0016 ПДК
- 0.0031 ПДК
- 0.0047 ПДК
- 0.0057 ПДК



Макс концентрация 0.0062929 ПДК достигается в точке  $x=27541$   $y=3320$   
 При опасном направлении  $138^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

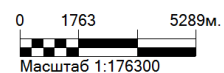


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

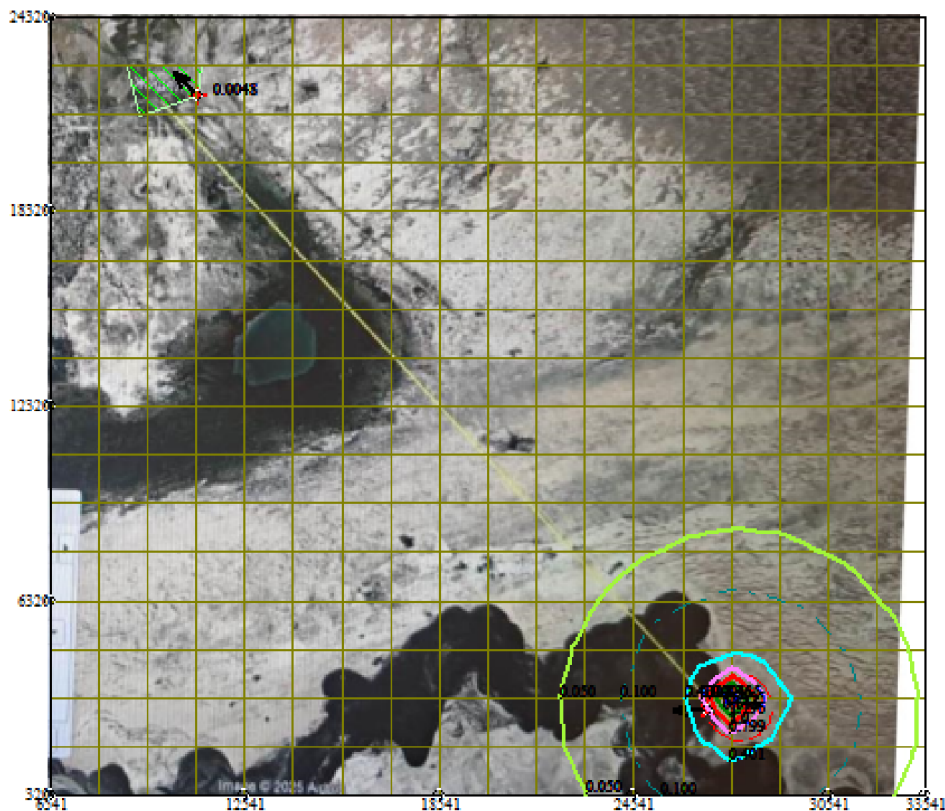
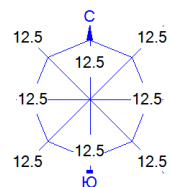
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.207 ПДК
- 0.414 ПДК
- 0.620 ПДК
- 0.744 ПДК



Макс концентрация 0.8271305 ПДК достигается в точке  $x = 27541$   $y = 3320$   
 При опасном направлении 139° и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек 19\*17  
 Расчет на существующее положение.

Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)  
 (516)



Условные обозначения:

- ▨ Жилые зоны, группа N 01
- ▨ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- + Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

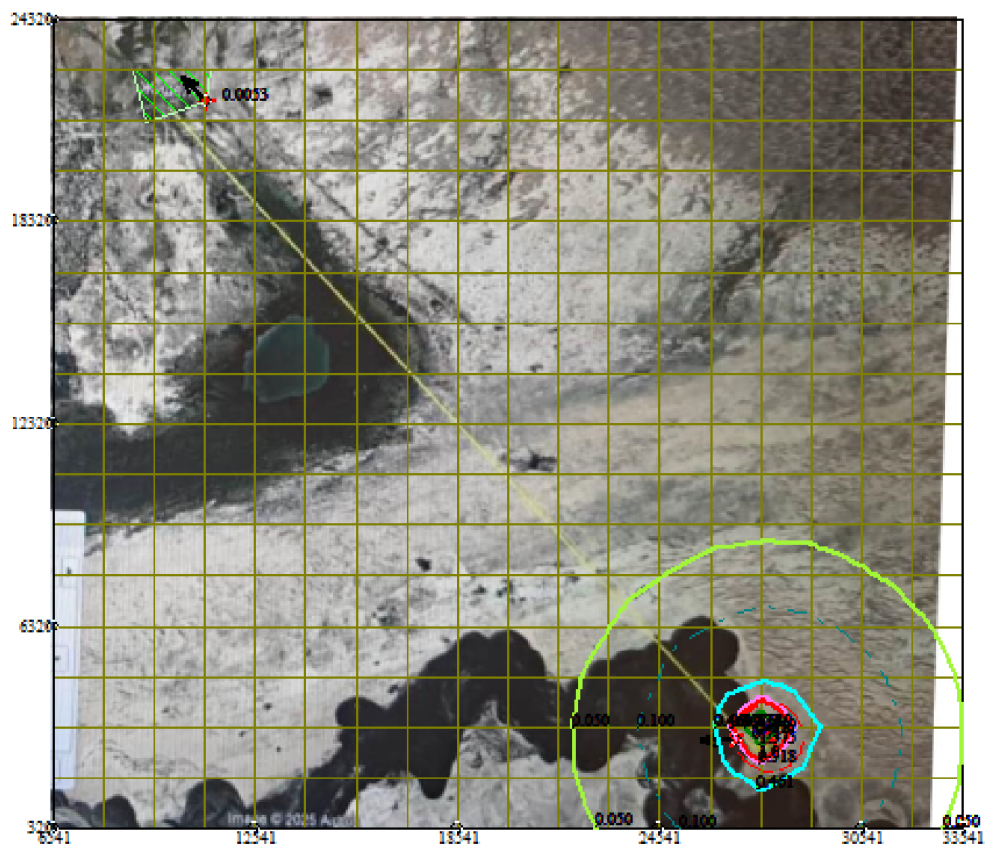
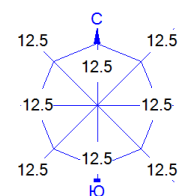
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.401 ПДК
- 0.799 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.196 ПДК
- 1.435 ПДК

0 1763 5289м.  
 Масштаб 1:176300

Макс концентрация 1.5938226 ПДК достигается в точке  $x=27541$   $y=3320$   
 При опасном направлении  $138^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

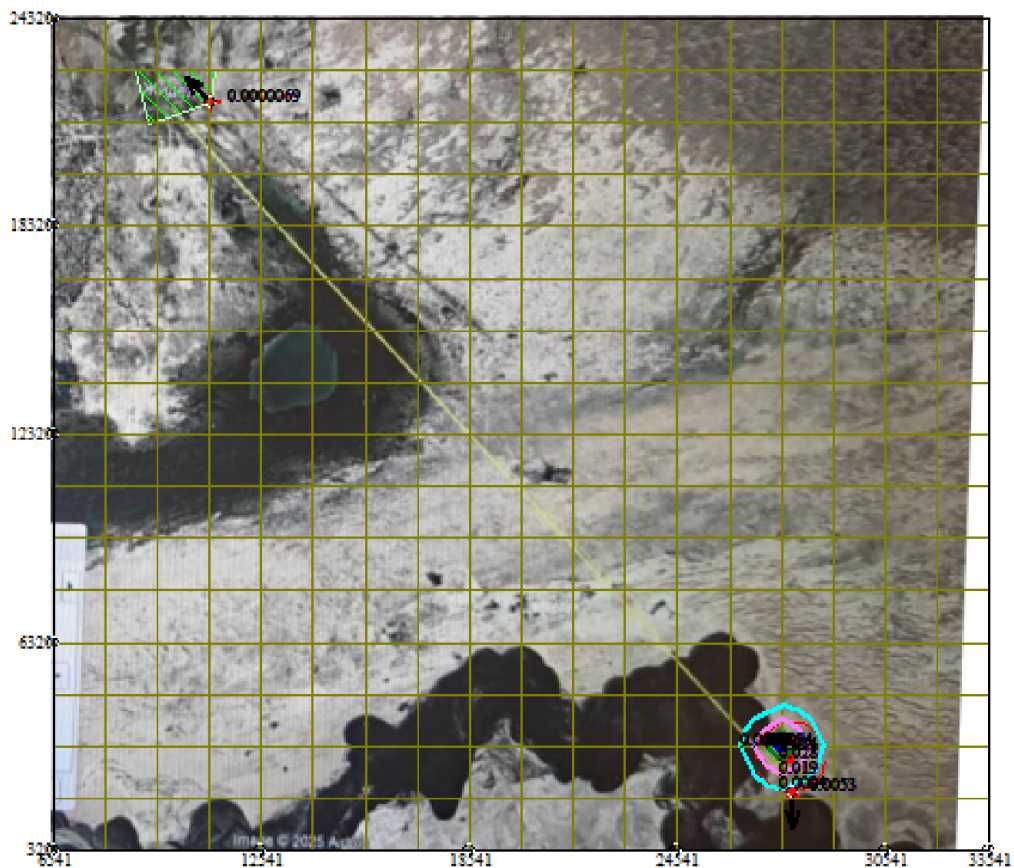
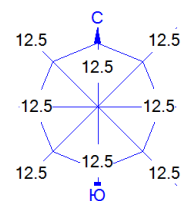
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.461 ПДК
- 0.918 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.375 ПДК
- 1.649 ПДК

0 1763 5289м.  
 Масштаб 1:176300

Макс концентрация 1.832042 ПДК достигается в точке  $x=27541$   $y=3320$   
 При опасном направлении  $138^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/  
 (327)

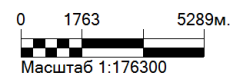


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

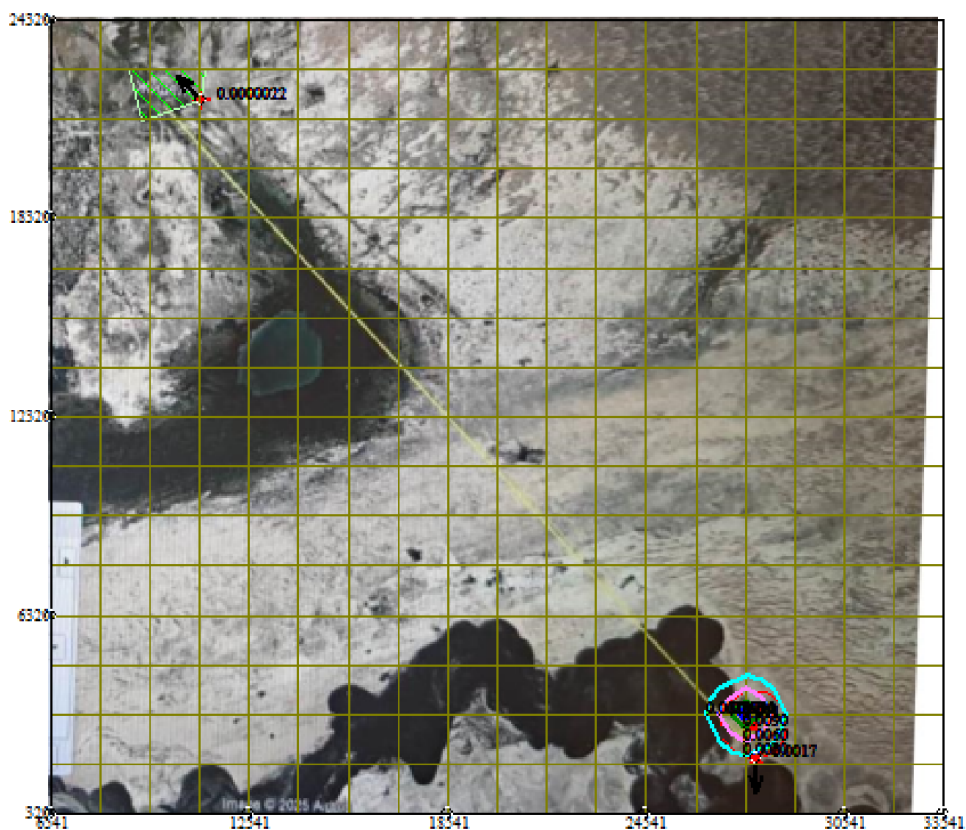
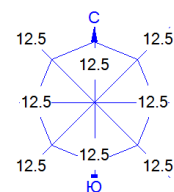
Изолинии в долях ПДК

- 0.0094 ПДК
- 0.019 ПДК
- 0.028 ПДК
- 0.034 ПДК



Макс концентрация 0.0374775 ПДК достигается в точке  $x = 27541$   $y = 3320$   
 При опасном направлении  $139^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в  
 пересчете на железо/ (274)

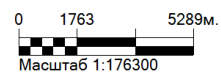


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

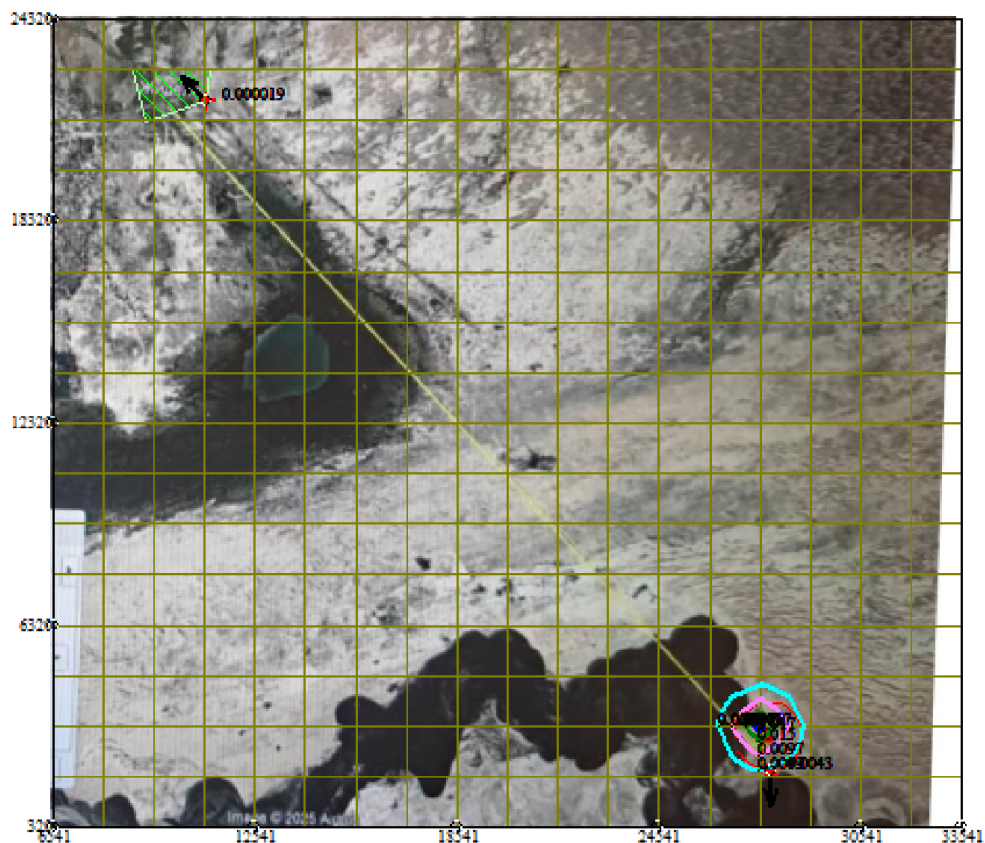
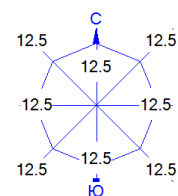
Изолинии в долях ПДК

- 0.0030 ПДК
- 0.0060 ПДК
- 0.0090 ПДК
- 0.011 ПДК



Макс концентрация 0.0119387 ПДК достигается в точке  $x=27541$   $y=3320$   
 При опасном направлении  $139^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

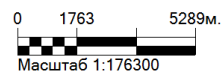


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

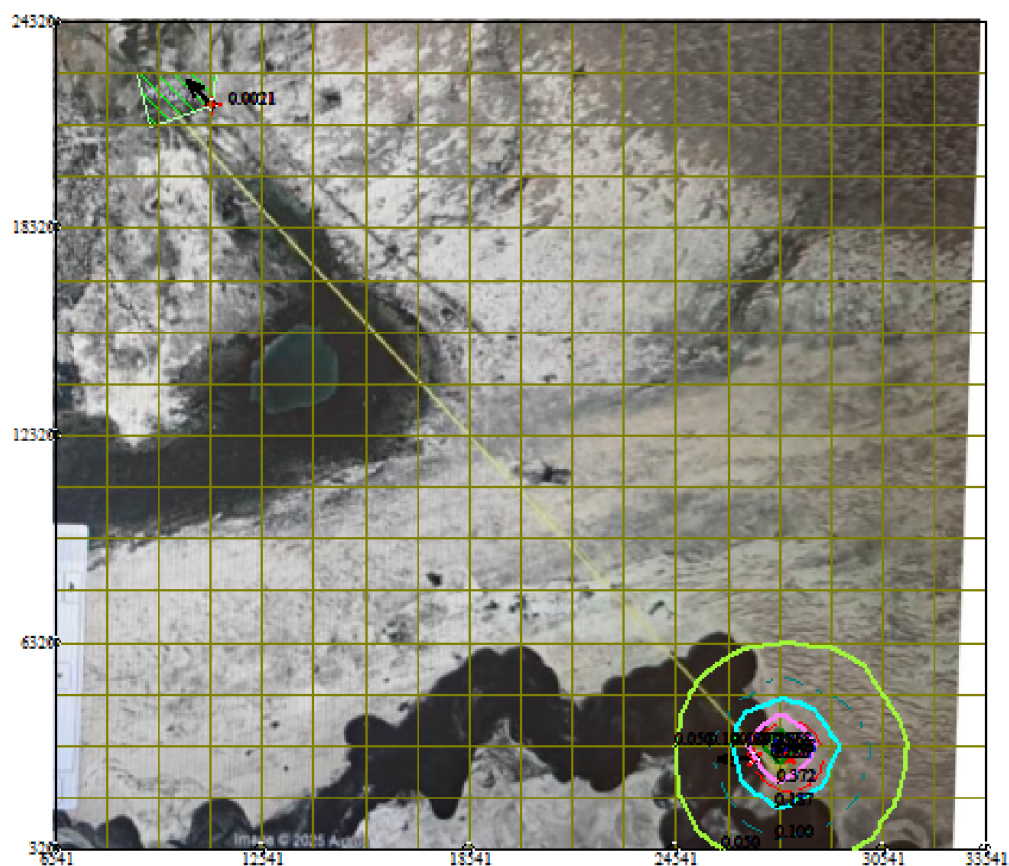
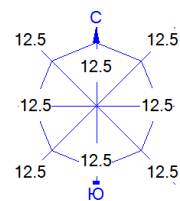
- 0.0049 ПДК
- 0.0097 ПДК
- 0.015 ПДК
- 0.017 ПДК



Макс концентрация 0.0193751 ПДК достигается в точке  $x=27541$   $y=3320$   
 При опасном направлении  $139^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

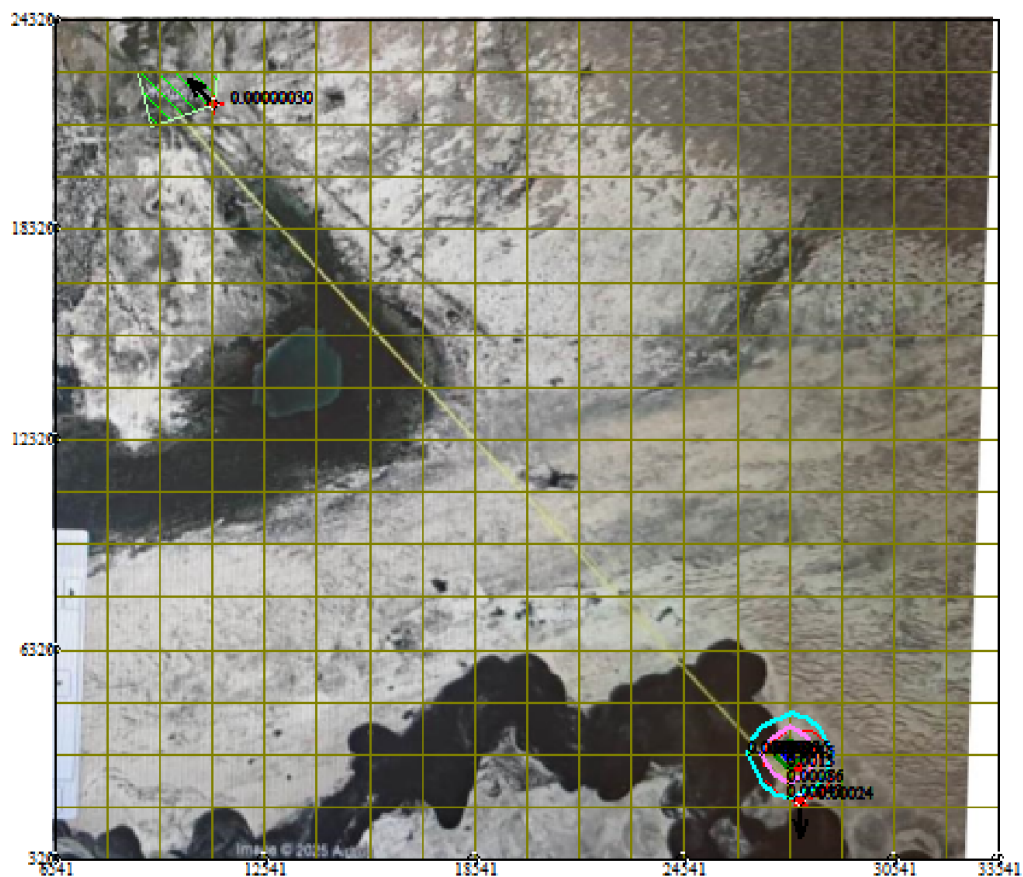
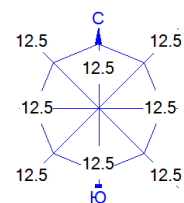
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.187 ПДК
- 0.372 ПДК
- 0.557 ПДК
- 0.668 ПДК

0 1763 5289м.  
 Масштаб 1:176300

Макс концентрация 0.7424665 ПДК достигается в точке  $x=27541$   $y=3320$   
 При опасном направлении  $138^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
 Расчет на существующее положение.

Город : 730 Жетісу  
 Объект : 0010 Бурение скважины 4000 м \_Жаркент Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

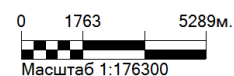


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.00043 ПДК
- 0.00086 ПДК
- 0.0013 ПДК
- 0.0015 ПДК



Макс концентрация 0.001717 ПДК достигается в точке  $x=27541$   $y=3320$   
 При опасном направлении  $139^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 27000 м, высота 24000 м,  
 шаг расчетной сетки 1500 м, количество расчетных точек  $19 \times 17$   
 Расчет на существующее положение.

**«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК**

ҚАЗАҚСТАН  
РЕСПУБЛИКАСЫ  
ЭКОЛОГИЯ,  
ЖӘНЕ ТАБИҒИ  
РЕСУРСТАР  
МИНИСТРЛІГІ

**РГП «КАЗГИДРОМЕТ»**

МИНИСТЕРСТВО  
ЭКОЛОГИИ И  
ПРИРОДНЫХ  
РЕСУРСОВ  
РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

---

23.01.2026

1. Город –
2. Адрес – **область Жетысу, Панфиловский район, Чулакайский сельский округ**
4. Организация, запрашивающая фон – **ТОО «Almaty Oil Ventures»**
5. Объект, для которого устанавливается фон – **на участке Жаркент**  
Разрабатываемый проект – **Проект разведочных работ по поиску углеводородов**
6. **на участке Жаркент в Жетысуской и Алматинской областях Республики Казахстан**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Азота диоксид, Взвеш.в-ва, Углерода оксид, Азота оксид,**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в область Жетысу, Панфиловский район, Чулакайский сельский округ выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01.08.2008 года

01245P

|                                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|---------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Выдана                                | <p>Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ<br/>Ипжипринг"</p> <p>050051, Республика Казахстан, г.Алматы, Медеуский район, УЛИЦА<br/>ЛУГАНСКОГО, дом № 541, корпус 9., БИН: 060340007305</p> <p>(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер<br/>юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-<br/>идентификационный номер физлица или представительства иностранного<br/>юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у<br/>юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия),<br/>индивидуальный идентификационный номер физического лица)</p> |
| на занятие                            | <p>Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области<br/>охраны окружающей среды</p> <p>(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом<br/>Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
| Особые условия                        | <p>(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и<br/>уведомлениях»)</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| Примечание                            | <p>Неотчуждаемая, класс 1</p> <p>(отчуждаемость, класс разрешения)</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Лицензиар                             | <p>Республиканское государственное учреждение «Комитет<br/>экологического регулирования и контроля Министерства<br/>энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики<br/>Республики Казахстан.</p> <p>(полное наименование лицензиара)</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
| Руководитель<br>(уполномоченное лицо) | <p>(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Дата первичной выдачи                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Срок действия<br>лицензии             |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Место выдачи                          | г.Астана                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии 01245Р

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))