

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«САУТС-ОЙЛ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«GEOSCIENCE CONSULTING»
ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬ
«САПАЕВ ТИМУР МИХАЙЛОВИЧ»**



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
намечаемой деятельности на окружающую среду

к Проекту разработки месторождения Есжан
(по состоянию на 01.01.2026г.)

Директор
ТОО «Geoscience Consulting»



Ебрашева А.Е.

Директор
ИП «Сапаев Т.М.»

Сапаев Т.М.

Алматы, 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Есжан (по состоянию на 01.01.2026г.)» разработан Индивидуальным предпринимателем «Сапаев Тимур Михайлович» (государственная лицензия №02413Р от 17.02.17г.).

Руководитель проекта, м.т.н.



Т.М. Сапаев

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	2
СОДЕРЖАНИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ.....	7
1. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	9
1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности	9
1.2. Характеристика климатических условий	11
1.3. Современное состояние воздушной среды	13
1.4. Характеристика поверхностных вод	15
1.5. Современное состояние поверхностных вод	15
1.6. Характеристика подземных вод	17
1.7. Характеристика почв	17
1.8. Современное состояние почвенного покрова	18
1.9. Характеристика состояния растительного покрова	18
1.10. Характеристика состояния водной и наземной фауны	19
1.11. Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных	20
1.12. Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)	21
1.13. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности	23
1.14. Категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	23
1.15. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий	24
1.16. Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	25
1.17. Особо охраняемые природные территории региона	25
1.18. Памятники истории и культуры региона	26
2. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	27
2.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки. Технологические показатели вариантов разработки	27
2.2. Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки	33
2.3. Физико-химические свойства нефти и газа	35
2.4. Запасы нефти и газа	38
2.5. Техника и технология добычи нефти и газа	38
2.5.1. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	38
2.5.2. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	39
2.5.3. Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	39
2.5.4. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	41
2.6. Анализ текущего состояния разработки и характеристика фонда скважин	43
3. 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	46
3.1. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХ	46
3.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	46
3.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	52
3.1.3. Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ	65
3.1.4. Оценка воздействия на атмосферный воздух	76
3.1.5. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	77
3.1.6. Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий	79
3.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД	80
3.2.1. Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	80

3.2.2. Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод	94
3.2.3. Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	95
3.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕДРА	95
3.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)	95
3.3.2. Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы	98
3.3.3. Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород	99
3.4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ	100
3.4.1. Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	100
3.4.2. Предложения по организации экологического мониторинга почв	101
3.5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	102
3.5.1. Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	102
3.5.2. Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	103
3.5.3. Предложения по мониторингу растительного покрова	105
3.6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	105
3.6.1. Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	105
3.6.2. Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	106
3.6.3. Предложения по мониторингу животного мира	107
3.7. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	107
3.7.1. Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	107
3.7.2. Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения	115
4. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	117
4.1. Виды и объемы образования отходов	117
4.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления (опасные свойства и физическое состояние отходов)	129
4.3. Рекомендации по управлению отходами	130
5. 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	134
5.1. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности	134
5.2. Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона	135
5.3. Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения	137
5.4. Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности	137
6 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	139
6.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)	143
6.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	143

6.3 Различная последовательность работ.....	143
6.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	144
6.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).....	144
6.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).....	144
6.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	144
6.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	144
7. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	145
7.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	145
7.2. Биоразнообразие	146
7.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	146
7.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	146
7.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него).....	147
7.6. Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально- экономических систем.....	147
7.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....	147
8. 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.....	149
8.1. Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	149
8.2. Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду.....	152
8.3. Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	153
8.4. Безопасность жизнедеятельности	154
8.4.1. Общие положения	154
8.4.2. Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности.....	154
9. 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.....	156
9.1. Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	157
9.2. Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	158
9.3. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....	159
9.4. Мероприятия по сохранению недр.....	161
9.5. Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений	162
9.6. Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	163
9.7. Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов	163
9.8. Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....	165
9.9. Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....	166
10. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ	169
11. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ.....	171
11.1. Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений.....	171
11.2. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	171

12. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ	174
13. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	175
14. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	176
14.1. Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	176
14.2. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	178
15. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	180
16. 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	182
16.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения	182
16.2. 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).....	184
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	185
ПРИЛОЖЕНИЯ	

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.

Намечаемая деятельность связана с **промышленной разработкой месторождения Есжан**, согласно проектным решениям базового документа: «Проекта разработки месторождения Есжан (по состоянию на 01.01.2026г.)» (далее по тексту – ПРМ).

Согласно Приложению 1 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК. Раздела 2. «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным» пункт 2. «Недропользование» подпункт 2.1. «Разведка и добыча углеводородов». Согласно проектным технологическим показателям разработки месторождения Есжан добыча нефти не превышает 500 тонн в сутки, и в случае газа не превышает 500000 м3 в сутки, соответственно.

Намечаемая деятельность подлежит обязательному проведению процесса скрининга и/или определения сферы охвата в соответствии с Разделом 2 Приложения 1 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г.

Так на основании положений выше, оператором объекта было направлено Заявление о намечаемой деятельности №KZ71RYS01745772 от 26.05.2026г. в адрес Департамента экологии по Кызылординской области. На что позднее было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности с **выводом об проведении оценки воздействия на окружающую среду** с разработкой Отчета о возможных воздействиях к намечаемой деятельности.

Настоящий Отчет о возможных воздействиях разработан в соответствии с положениями Параграфа 3 Экологического Кодекса РК от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК и Инструкции по организации и проведению экологической оценки от 30 июля 2021 года №280, с учетом специфики производства, использованием технической документации предприятия и проектных решений в рамках базового проектного документа – «Проекта разработки месторождения Есжан».

Основанием для разработки Отчета о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Есжан является Договор и Рабочее задание, заключенные между ТОО «Geoscience Consulting» и ИП «Сапаев Тимур Михайлович».

Отчет о возможных воздействиях к намечаемой деятельности ТОО «Саутс-Ойл» выполнен ИП «Сапаев Тимур Михайлович», который имеет государственную лицензию на природоохранное проектирование, нормирование №02413Р от 17 февраля 2017г., выданную КЭРК МООС РК.

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду содержит оценку существующего современного состояния окружающей среды и комплекс предложений по рациональному использованию природных ресурсов и технических решений по предупреждению негативного воздействия проектируемого объекта на окружающую природную среду.

Отчет содержит следующие подразделы: современное состояние почвенного покрова, растительного и животного мира, поверхностных и подземных вод и оценку воздействия на них при реализации проекта намечаемой деятельности, а также мероприятия по их охране от загрязнения и истощения. Рассмотрено воздействие на окружающую среду при складировании бытовых и производственных отходов; прогноз изменения состояния социальной среды под воздействием проектных решений ПРМ.

В Отчете приведены природно-климатические характеристики района расположения объекта; виды и источники существующего техногенного воздействия в рассматриваемом районе; характер и интенсивность воздействия рассматриваемого объекта на компоненты окружающей среды в процессе эксплуатации; количество природных ресурсов, вовлекаемых в хозяйственный оборот; количество образующихся отходов производства и возможность их повторного использования в других отраслях промышленности; оценку характера возможных аварийных ситуаций и их последствия.

С учетом требований Экологического Кодекса РК экологические факторы при принятии решений на реализацию намечаемой деятельности являются определяющими и требуют оценки характера использования природных ресурсов, определения параметров воздействия объекта на компоненты окружающей среды.

Отчет выполнен по материалам, предоставленным Заказчиком, собственным исследованиям разработчика и литературным источникам без проведения специальных научно-исследовательских работ. Рассматриваемый материал включает в себя:

- краткое описание намечаемой деятельности, данные о местоположении и условий землепользования;
- сведения об окружающей и социально-экономической среде;
- возможные виды воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду;
- расчет и моделирование приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере;
- анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации вариантов намечаемой деятельности;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду;
- заявление об экологических последствиях воздействия на окружающую среду.

Предварительные материалы настоящего Отчета о возможных воздействиях (ОВВ) рассматривались специалистами ТОО «Саутс-Ойл». Авторы данного отчета выражают благодарность специалистам заказчика за предоставленную поддержку в составлении данного отчета.

Комплексная оценка реализации проекта намечаемой деятельности показала его воздействие на окружающую среду средней значимости при соблюдении природоохранных мер, разработанных проектом, угроза для здоровья персонала и населения ближайших населенных пунктов отсутствует.

Адрес Заказчика

ТОО «Саутс-Ойл»

160713, Республика Казахстан, Туркестанская Область,
Отарский Район, Шиликский с.о., с.Жана Шилик, улица
Кажымукан Мунайтпасов, дом № 21
БИН 060440001855
тел: +7 7252 98-21-15,
e-mail: president@south-oil.com

Адрес Подрядчика

**ТОО «Geoscience Consulting»
(Геосайнс Консалтинг)**

010000, Республика Казахстан, г. Астана
пр-т Кабанбай батыра, д.17, блок Б, 12 этаж, оф.1213
Тел./факс: 8 (778) 1025960
e-mail: geosciencec@gmail.com

Адрес Исполнителя

ИП «Сапаев Тимур Михайлович»

050063, Республика Казахстан, г. Алматы, Бостандыкский
район, ул. Радостовца д.158, оф.234
БИН 940208300432
тел. +77780583882
e-mail: t.sapayev@gmail.com

1. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности

В административном отношении месторождение Есжан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 195 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 120 км), поселок Жалагаш (к югу 160 км). В 40 км к востоку расположено крупное газонефтяное месторождение Кумколь (рис.1.1).

Асфальтированные дороги в пределах площади отсутствуют, дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами, труднопроходимыми в период дождливых зимнего и весеннего сезонов.

Местные источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют, связь поддерживается рациями.

Площадь расположена в южной части Тургайской низменности, где гидросеть и источники водоснабжения отсутствуют. Водоснабжение может обеспечиваться из артезианских скважин, которые имеют дебиты от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Животный и растительный мир типичный для пустынь и полупустынь.

Климат резко континентальный с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Максимальная температура воздуха в летний период достигает +45⁰ С, а зимой снижается до -40⁰ С. Среднегодовое количество осадков незначительно и приходится на зимне-весенний период.

Для района характерны сильные ветры западного и юго-западного направления летом, в остальное время года северного и северо-восточного направления.

Население в районе немногочисленное, основное занятие населения – животноводство.

Первооткрывательницей месторождения Есжан является скважина №2, которая пробурена в 2009 г. на расстоянии 1,7 км на юго-запад от скважины №1. При проектной глубине 2250 м фактический забой ее составил 2256 м. Скважина вскрыла палеозойские отложения на глубине 2180 м. В результате испытания из интервала 1994-2004 м (дошанская свита) был получен промышленный приток нефти 27 м³/сут.

Территория месторождения со всех сторон граничит с землями промышленности, транспорта, связи, для нужд космической деятельности, обороны, национальной безопасности и иного несельскохозяйственного назначения, и с землями сельскохозяйственного назначения. Следующие населенные пункты по четырем направлениям света расположены от границ месторождения:

- с севера – на расстоянии 112 км (с. Косколь);
- с запада – на расстоянии 182 км (с. Токабай);
- с востока – на расстоянии 277 км (с. Мыйбулак);
- с юга - на расстоянии 160 км (с. Жалагаш, адм. центр района расположения объекта).

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Есжан: 1) с.ш.46°34'00" в.д.64°39'48"; 2) с.ш.46°34'02" в.д.64°40'12"; 3) с.ш.46°33'39" в.д.64°40'37"; 4) с.ш.46°33'14" в.д.64°42'02"; 5) с.ш.46°32'24" в.д.64°42'16"; 6) с.ш.46°32'25" в.д.64°41'33"; 7) с.ш.46°31'59" в.д.64°41'04"; 8) с.ш.46°32'18" в.д.64°39'58"; 9) с.ш.46°32'41" в.д.64°39'58"; 10) с.ш.46°32'49" в.д.64°39'15"; 11) с.ш.46°33'08" в.д.64°39'09"; 12) с.ш.46°33'21" в.д.64°39'35".

На рисунке 1.2 представлена ситуационная карта расположения геологического отвода участка недр рассматриваемого месторождения.

Обзорная карта

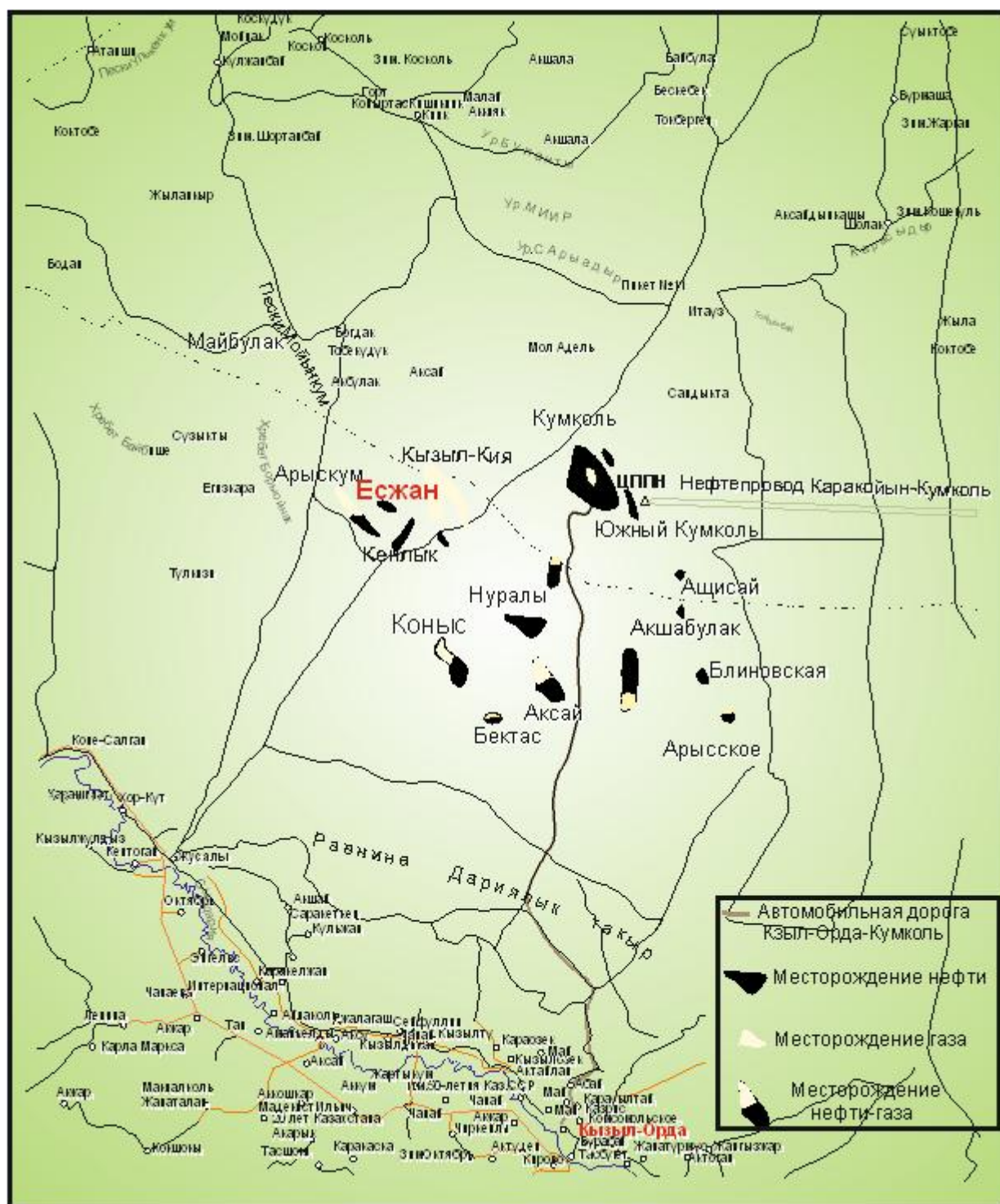
района работ
масштаб 1:1400000

Рисунок 1.1 – Обзорная карта

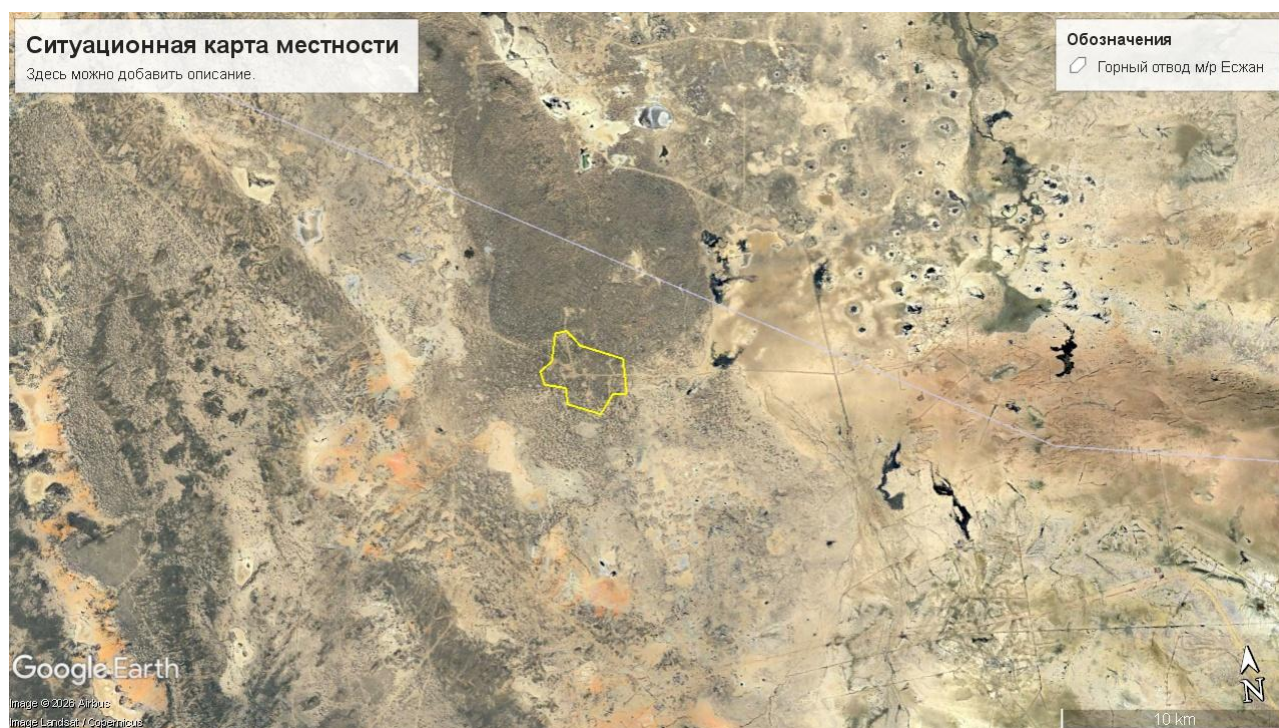


Рисунок 2.2 – Ситуационная карта расположения геологического отвода

1.2. Характеристика климатических условий

Участки планируемых работ расположены в зоне внутриматериковых пустынь, для которых характерен резко континентальный климат с жарким сухим продолжительным летом и холодной короткой малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением области внутри Евразийского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов, в их суточном, месячном и годовом ходе. В последние годы за счет процесса высыхания Аральского моря отмечается заметное изменение климатических условий Приаралья. Ранее Арал выступал в роли своеобразного регулятора, смягчая холодные ветры, приходящие осенью и зимой из С, ужесточением климата лето в регионе стало более сухим и коротким, зимы – длинными и холодными. Вегетативный сезон сократился до 170 дней. На прибрежных территориях Аральского моря атмосферные осадки сократились в несколько раз, их величина в среднем составляет 150-200 мм со значительной неравномерностью по сезонам. Отмечается высокая испаряемость (до 1700 мм в год) при уменьшении влажности воздуха на 10%.

Температура воздуха зимой понизилась, а летом повысилась на 2-3°C. В летний период отмечаются высокие температуры (до 49°C). Характерной чертой климата Приаралья является высокая повторяемость и значительная продолжительность пыльных бурь и поземков.

Температура воздуха. Годовой ход температуры на станции Кызылорда минимум достигается в январе, максимум – в июле. Лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Абсолютный максимум температуры -44 -47°C. Средняя температура самого холодного месяца района участка от -9°C до -12°C. Открытость к северу позволяет холодным массам беспрепятственно проникать на территорию области и вызвать резкие похолодания, особенно зимой. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -40°C, -45°C. Период со среднесуточной температурой воздуха выше 0°C длится 235-275 дней. Он начинается обычно 23 февраля – 18 марта и заканчивается 12-28 ноября. Продолжительность безморозного периода составляет 160-200 дней. Первые заморозки наступают 8 ноября, а последние – 12 апреля. Продолжительность безморозного периода составляет примерно 178 дней в году. Снежный покров незначителен и неустойчив, обычно его сдувает с поверхности. Средняя максимальная высота снежного покрова достигает до 6 см. Продолжительность пребывания снежного покрова до 35-55 дней.

Влажность воздуха. Годовой ход относительной влажности противоположен ходу температуры воздуха, т.е. с ростом температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Наиболее высокой относительная влажность воздуха бывает в холодное время года. Средние месячные значения ее в это

время (XI-III) составляют 57-90% м/с Кызылорда. В период с апреля по октябрь значения ее колеблются от 27-50 до 54-57% с минимумом в июле. Дефицит влажности в районе работ составляет в среднем за год 10,4 гПа. В холодный период, когда температура воздуха низкая, дефицит влажности невелик (0,6-1,7 гПа) и минимальное его значение 0,6 гПа наблюдается в январе. К июлю дефицит влажности возрастает и в среднем поднимается до 26,6 гПа.

Атмосферные осадки. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Осадков выпадает очень мало. Среднегодовое количество их не превышает 100-150 мм и распределяется по сезонам года крайне неравномерно, 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. В отдельные влажные годы сумма осадков может достигать 227 мм. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца и продолжается до октября месяца. Средняя величина испарения с открытой водной поверхности, по многолетним наблюдениям может составлять 1478 мм, что более чем в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов данной территории.

Ветер. Для данного региона характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Сильные ветры зимой при низких температурах сдувают незначительный покров с возвышенных частей рельефа, что вызывает глубокое промерзание и растрескивание верхних слоев почвы. В летние месяцы наблюдаются пыльные бури. Средняя годовая скорость ветра по данным метеостанций Кызылорда равна – 2,7-3,0 м/с и наибольшую повторяемость имеют ветры северо-восточного направления (31%).

Атмосферные явления. Число дней в год с пыльной бурей в данном районе составляет 23,1. Наибольшее число дней с пыльной бурей приходится на апрель-май. Туманы здесь бывают чаще зимой, и среднее число дней с туманом в год составляет около 22. Гроза регистрируется в среднем 8 дней в год.

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.

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. Совокупность климатических условий: режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения. Для оценки климатических условий рассеивания примесей на территории СНГ используется показатель - потенциал загрязнения атмосферы (ПЗА), по которому выделяется пять зон. Изучаемый нами район относится к IV зоне с высоким ПЗА.

Таблица 1.2.1 – Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Значение
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	+34,3
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °С	-9,2
Многолетняя роза ветров, %	
С	16

СВ	31
В	14
ЮВ	4
Ю	6
ЮЗ	8
З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которой составляет 5%, м/с	9

Таким образом, природно-климатические условия контрактной площади характеризуются резко континентальным климатом с жарким сухим продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения.

1.3. Современное состояние воздушной среды

В современной концепции охраны окружающей среды особое место занимает состояние воздушного бассейна. Любое антропогенное влияние может привести к недопустимым уровням загрязнения компонентов природной среды, снижению биоразнообразия фауны и флоры, деградации почвенно-растительного покрова, изменению мест обитания животного мира, исчезновению и сокращению популяций, а главное – угрозе здоровью населения. Основными принципами охраны атмосферного воздуха согласно «Экологический кодекс» являются:

- охрана жизни и здоровья человека, настоящего и будущих поколений;
- недопущения необратимых последствий загрязнения атмосферного воздуха для окружающей среды.

В целом, природно-климатические условия территории способствуют быстрому очищению атмосферного воздуха от вредных примесей. В период проектируемых работ наиболее существенным загрязняющим фактором следует считать работу буровой установки, дизельных генераторов и т.д. Состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ, влияющего на компоненты окружающей среды, определяется двумя факторами:

- климатическими особенностями территории, определяющими условия рассеивания загрязняющих компонентов;
- ингредиентным составом, объемами выбросов ЗВ и характеристиками источников вредных выбросов (высота, диаметр, скорость, объем ГВС, площадь пыления).

Характеристика современного состояния атмосферного воздуха по Кызылординской области по данным РГП «Казгидромет» (Информационный бюллетень за 2025г).

Информационный бюллетень подготовлен по результатам работ, выполняемых специалистами комплексной лаборатории мониторинга за состоянием окружающей среды филиала РГП «Казгидромет» по Кызылординской области.

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

Основные источники загрязнения атмосферного воздуха

Согласно данным «Департамента экологии по Кызылординской области» и «Управления природных ресурсов и регулирования природопользования Кызылординской области» в городе действует 1633 предприятий, осуществляющих эмисии в окружающую среду. Фактические суммарные выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников составляют 37,9 тысяч тонн.

Количество автотранспортных средств составляет 64 651 тысяч единиц, главным образом легковых автомобилей, из которых – 14 851 работает на газовом топливе.

По информации представленной Управлением энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области в г.Кызылорда насчитывается 31689 жилых частных домов.

Мониторинг качества атмосферного воздуха по г. Кызылорда за 2025г.

По данным стационарной сети наблюдений, уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как *повышенный*, он определялся значением СИ равным 4,2 (повышенный уровень) и НП = 0,2% (низкий уровень) и ИЗА = 2,9 (низкий уровень),

Среднемесячные концентрации диоксид серы – 1,09 ПДКс.с. По другим показателям превышения не наблюдались.

Максимально-разовые концентрации диоксид серы – 4,24 ПДКм.р., оксид углерода– 1,81 ПДКм.р., оксид азота– 1,11 ПДКм.р. По другим показателям превышения не наблюдались.

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

Фактические значения, а также кратность превышений нормативов качества и количество случаев превышения указаны в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 - Характеристика загрязнения атмосферного воздуха

Примесь	Средняя концентрация (Qмес.)		Максимальная разовая концентрация (Qм)		НП, %	Число случаев превышения ПДК _{м.р.}		
	мг/м3	Кратность превыш. ПДК _{сс}	мг/м3	Кратность превыш. ПДК _{м.р.}		>ПДК	>5 ПДК	>10 ПДК
							в том числе	
Взвешенные частицы (пыль)	0.0881	0.5871	0.4048	0.8096	0	0	0	0
Взвешенные частицы РМ-2.5	0.0010	0.0273	0.0457	0.2856	0	0	0	0
Взвешенные частицы РМ-10	0.0024	0.0404	0.2230	0.7433	0	0	0	0
Диоксид серы	0.0546	1.0921	2.1206	4.2412	0.050	5	0	0
Оксид углерода	0.4694	0.1565	9.0567	1.8113	0.179	5	0	0
Диоксид азота	0.0391	0.9780	0.1650	0.8250	0	0	0	0
Оксид азота	0.0112	0.1867	0.4472	1.1180	0.09	5	0	0
Озон	0.0044	0.1452	0.0457	0.2856	0	0	0	0

Состояние атмосферного воздуха по данным эпизодических наблюдений г. Кызылорда

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха города Кызылорда ведутся с помощью передвижной лаборатории на 2 точках: точка №1 – северная промышленная зона; точка №2 – южная промышленная зона.

На передвижной лаборатории определяются 5 показателей: 1) взвешенные вещества (пыль); 2) диоксид азота; 3) диоксид серы; 4) оксид углерода; 5) мощность эквивалентной дозы гамма-излучения.

Таблица 1.3.2 - Результаты экспедиционных измерений качества атмосферного воздуха.

Определяемые примеси	Наименование населенного пункта			
	Северная промзона		Южная промзона	
	мг/м ³	ПДК	мг/м ³	ПДК
Взвешенные частицы (пыль)	0.10	0.2	0.12	0.2
Диоксид серы	0.193	0.4	0.200	0.4
Оксид углерода	0.821	0.2	0.806	0.2
Диоксид азота	0.11	0.5	0.10	0.5

На рисунке 1.3.1 показано как изменялся за последние восемь лет уровень загрязнения атмосферного воздуха.

Метеорологические условия

Метеорологические условия

В течение периода территория области находилась под влиянием циклонов, антициклонов и атмосферных фронтов. Наблюдались снегопад, метель, низовая метель, ливневый снег, туман, ледяной дождь, ливневой дождь, гроза, порывистый ветер до 27 м/с, шквал, сильная жара.

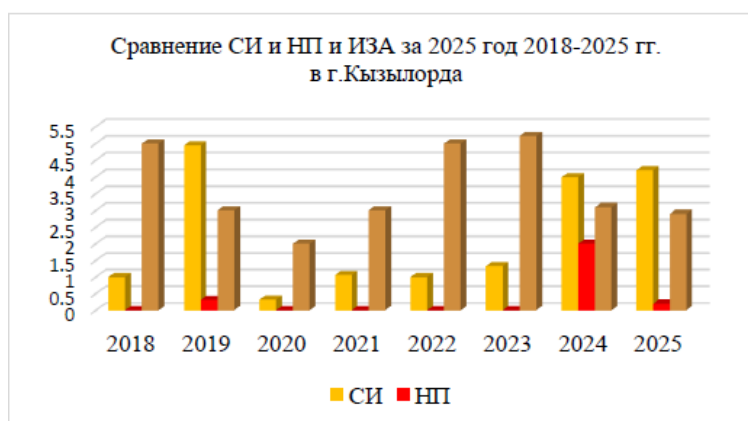


Рисунок 1.3.1 – График по данным наблюдений Казгидромет за 2018-2025гг.

Как видно из графика выше, 2025 г. уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как повышенный. Основной вклад в загрязнение атмосферного воздуха вносит диоксид серы.

1.4. Характеристика поверхностных вод

Гидрографическая и гидрогеологическая характеристика района

Поверхностные водные источники непосредственно на территории месторождения и в непосредственной близости к территории намечаемой деятельности отсутствуют.

Временные водотоки возникают лишь в осенне-зимний сезон после дождей и весной во время таяния снега.

Естественная гидрографическая сеть отсутствует. Подземные воды залегают на разных глубинах, и они экранированы между собой и от дневной поверхности отложениями глин толщиной 10 и более метров.

Режим выпадения осадков в значительной мере зависит от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс с рельефом побережья.

В процессе проведения работ на рассматриваемом месторождении **отсутствует сброс сточных вод** в водные объекты и на рельеф местности. Все сточные воды, накопленные на территории полевого лагеря, сдаются на утилизацию специализированной организации по договору.

Обоснование максимально возможного внедрения оборотных систем, повторного использования сточных вод, способы утилизации осадков очистных сооружений **не предусматривается проектом.**

Ввиду отсутствия предложений по установлению нормативов допустимых сбросов (НДС), разработка и реализация водоохранных мероприятий, направленных на достижение НДС не предусматривается проектом.

Возможность изъятия нормативно-обоснованного количества воды из поверхностного источника в естественном режиме, без дополнительного регулирования стока **не рассматривается.**

1.5. Современное состояние поверхностных вод

Далее представлены сведения из Информационного бюллетеня за состоянием окружающей среды за 2025 г., подготовленного специалистами РГП «Казгидромет» по Кызылординской области.

Мониторинг качества поверхностных вод на территории Кызылординской области

Мониторинг качества поверхностных вод по Кызылординской области осуществляется на 2 водных объектах (река Сырдария и Аральское море) на 7 створах.

При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 33 физико-химических показателей качества: *температура, расход воды, жесткость, взвешенные вещества, прозрачность, запах, водородный показатель, растворенный кислород, БПК₅, ХПК, сумма ионов, сухой остаток, главные ионы солевого состава, биогенные (соединения азота, фосфора, железа) и органические вещества (нефтепродукты, летучие фенолы), тяжелые металлы.*

Результаты мониторинга качества поверхностных вод на территории Кызылординской области

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

По Единой классификации качество воды оценивается следующим образом:

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	ед. изм.	концентрация
	2024г.	2025г.			
р. Сырдарья		3 класс (умеренно загрязненные)	Минерализация	мг/дм ³	1068,576
			Сульфаты	мг/дм ³	231,972
			Железо общее	мг/дм ³	0,131
			Медь	мг/дм ³	0,002
			Магний	мг/дм ³	25,167

Как видно из таблицы 14 река Сырдарья относится к 3 классу.

Основным загрязняющим веществом в водных объектах Кызылординской области является минерализация, сульфаты, железо общее, медь и магний.

Случаи высокого и экстремально высокого загрязнения

В 2025 года в Кызылординской области случаи ВЗ и ЭВЗ не зарегистрированы.

Информация о качества поверхностных вод г. Кызылорда и Кызылординской области по створам представлен в таблице 1.5.1.

Таблица 1.5.1 – Информация о качестве поверхностных вод по створам

Водный объект и створ	Характеристика физико-химических параметров	
река Сырдарья	Температура воды отмечена в пределах 0.0-28.8°C, водородный показатель 6.7-8.3. концентрация растворенного в воде кислорода 4.85 - 11 мг/дм ³ , БПК ₅ 0.4 — 1.9 мг/дм ³ , прозрачность - 21 см, запах — 0 балла во всех створах, жесткость — 5.5-10 мг/дм ³	
ст. Тюмень- арык. 46 км от г. Туркестан ЮЗ. на границе ЮКО и Кызылординской области	3 класс	Сульфаты - 204.833 мг/дм ³ , железо общее - 0.125 г/дм ³ . магний - 25.5 мг/дм ³ . медь — 0.002 мг/дм ³ . Фактические концентрации сульфатов, магний, железо общее, медь не превышают фоновый класс.
г. Кызыл орда. 0.5 км выше города. 12 км ниже водпоста	3 класс	Минерализация - 1031.977 мг/дм ³ , сульфаты - 216.333 мг/дм ³ , магний — 25.5 мг/дм ³ , железо общее - 0.111 мг/дм ³ , медь — 0.002 мг/дм ³ . Фактические концентрации минерализации, сульфатов, магний, железо общее, медь не превышают фоновый класс.
г.Кызылорда. 3 км ниже города. 24.8 км ниже водоподъемной плотины	3 класс	Сульфаты - 214.667 мг/дм ³ , магний - 22 мг/дм ³ , железо общее - 0.13 мг/дм ³ , медь — 0.002 мг/дм ³ . Фактические концентрации сульфатов, магний, железо общее, медь не превышают фоновый класс.
пгт.Жосалы. в створе водпоста	3 класс	Минерализация - 1138.063 мг/дм ³ , сухой остаток - 1015.5 мг/дм ³ . сульфаты — 255.333 мг/дм ³ , магний - 24 мг/дм ³ , железо общее — 0.137 мг/дм ³ . медь - 0.002 мг/дм ³ . Фактические концентрации минерализации, сухой остаток, сульфатов, магний, железо общее, медь не превышают фоновый класс.
г.Казалы. 3,0 км к ЮЗ от города, в створе водпоста	3 класс	Минерализация - 1100.944 мг/дм ³ , сульфаты - 246.333 мг/дм ³ , железо общее - 0.133 мг/дм ³ . Магний — 26.5 мг/дм ³ , медь - 0.002 мг/дм ³ . Фактические концентрации минерализации, магния, сульфатов, железа общего и меди не превышают фоновый класс.
с.Каратерень, в створе водпоста	3 класс	Минерализация — 1172,534 мг/дм ³ , сухой остаток — 1051,5 мг/дм ³ , сульфаты — 254,333 мг/дм ³ , железо общее — 0,148 мг/дм ³ , магний — 27,5 мг/дм ³ , медь — 0,002 мг/дм ³ . Фактические концентрации минерализации, сухой остаток, магния, сульфатов и меди не превышают фоновый класс. Фактические концентрации железа общего превышает фоновый класс.
Аральское море	Температура воды отмечена в пределах 7,8-24,2°C, водородный показатель 7,0-8,0, концентрация растворенного в воде кислорода 5,79 — 10,30 мг/дм ³ , БПК ₅ 0,8 — 1,6 мг/дм ³ , прозрачность — 21 см, запах — 0 балла во всех створах, жесткость — 8,0-11 мг/дм ³	

1.6. Характеристика подземных вод

Гидрогеологические параметры описания района, наличие и характеристика водоносных горизонтов

Месторождение Есжан находится в пределах северо-западной части Торгайского артезианского бассейна, который является бассейном первого порядка, и занимает Южно-Торгайскую впадину.

По месторождению Есжан физико-химические свойства пластовых вод изучены по одной пробе из скважины №2 (инт.1994-2004 м, горизонт Ю-IV-Б).

Проба воды была проанализирована в 2011 г. лабораторией ТОО «Каспиймунайгаз».

Вода горизонта характеризуется плотностью 1,073 г/см³, pH 6,75 общей минерализацией 108,95 г/дм³, жесткостью 460 мг-экв/л.

По классификации В.А.Сулина относятся к хлориднокальциевым.

Рекомендации:

Доизучение и уточнение состава вод месторождения Есжан, необходимо проводить при любой возможности отбора проб воды. Комплекс исследований должен включать в себя определение основного шестикомпонентного состава, микрокомпоненты, растворенные газы, замеры плотности и показателя pH.

1.7. Характеристика почв

Почвенно-растительный покров Кызылординской области, в основном, относится к зоне пустынь. Из общей площади удобных земель в пойме р.Сырдарья находится 10 %, в зоне полупустынь – 25 %, в зоне пустынь – 65 %.

В связи с тем, что климат данной территории резко континентальный - отличается большой сухостью, значительными колебаниями как среднесуточных температур, так и температур по сезонам года на территории отмечается резкая смена зимних и летних режимов погоды. Активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв.

По устройству поверхности, Контрактная территория относится к области Туркестанской пустынной равнины, сложенной мел-палеогеновыми отложениями, перекрытыми неоген-четвертичными осадками. Почвообразующими породами служат слоистые озерные отложения с преобладанием глин и тяжелых суглинков, а также четвертичные пески. Территория участка проектируемых работ располагается в пределах зоны пустынь. Комплекс биоклиматических условий настоящих пустынь способствует формированию на данной территории зональных серо-бурых пустынных почв. Зональные серо- бурые пустынные почвы широко распространены практически по всей территории.

Среди зональных серо-бурых почв выделяются следующие роды: нормальные, солонцеватые, эродированные и малоразвитые почвы. Нормальные формируются в автономных условиях и характеризуются отсутствием в пределах гумусового горизонта признаков осолодения, солонцеватости и засоления. Мощность почвенного профиля не превышает 15 см, с содержанием гумуса в верхнем горизонте 0,3-08%.

Солонцеватые почвы отличаются уплотнением гумусового горизонта (В), содержащего обменный натрий в количестве более 5% (до 15-20%) от суммы поглощенных оснований.

К эродированным относятся почвы, в той или иной степени подвергнутые смыву или дефляции и характеризующиеся укороченным по сравнению с нормальными почвами профилем.

Малоразвитые почвы образуются на грубоскелетных продуктах выветривания плотных пород (песчаников, скоплений гипса). Мощность мелкоземистого слоя почв не превышает 40 см, на поверхности и в профиле почв часто встречаются щебень, гравий и галечник. Среди интразональных почв, к которым относятся солонцы, солончаки и такыры выделяются роды солонцеватых почв.

На территории исследуемого района выделены: глинистые, тяжелосуглинистые, среднесуглинистые, легкосуглинистые и супесчаные почвы.

На рассматриваемой территории зональные и интразональные почвы встречаются однородными массивами крайне редко. Обычно они чередуются между собой в различных соотношениях, которые количественно выражаются в процентах. В зависимости от характера чередующихся почв, совокупность компонентов носит название комплексов или сочетаний. Образование почвенных комплексов обуславливается, прежде всего, особенностями микрорельефа (6).

В районе обследования нами выделены были в основном двухчленные комплексы.

Образование почвенных сочетаний обусловлено не микрорельефом и не одним каким-либо признаком, а целым рядом признаков: макро- и мезорельефом, резким колебанием глубины залегания

грунтовых вод, неоднородностью механического и минералогического состава почвообразующих и подстилающих пород, различиями в экспозиции и крутизне склонов, выходами плотных пород. Все перечисленные признаки ярко выражены в пределах территории месторождения, почему на почвенной карте преобладают в основном сочетания зональных и интразональных почв.

Почвы контрактной территории представлены широким спектром видов и качественно существенно различаются между собой. Однако существует общая характерная особенность для всех видов, выделенных почвенных разностей: повышенная карбонатность почвенного профиля, общий показатель щелочной реакции, отсутствие макроструктуры, малое содержание гумуса.

1.8. Современное состояние почвенного покрова

Состояние загрязнения почв тяжёлыми металлами Кызылординской области по данным национальной службы Казгидромет за 2025 год

В городе *Кызылорда*, в пробах почвы, отобранных в различных районах, концентрации хрома находились в пределах 0,10-1,04 мг/кг, свинца 11,33-38,89 мг/кг, цинка – 2,09-8,16 мг/кг, кадмия – 0,09-0,58 мг/кг, меди – 0,48-3,13 мг/кг.

На территории Ж/д вокзал-старый переезд в отобранных пробах концентрация свинца составило 1,22 ПДК.

На территории золошлакоотвал-южнее 500 м, зона отдыха-пионерский парк, пруда накопителя (выход на поля фильтрации, начало бассейна), массив орошения – с/з Абая, рисовые чеки с/з Баймурат в пробах почв содержания всех определяемых тяжелых металлов находились в пределах нормы.

В пробах почв *поселка Торетам*, отобранных в различных районах, концентрации хрома находились в пределах 0,11-0,36 мг/кг, свинца 3,01-34,42 мг/кг, цинка – 0,60 – 4,18 мг/кг, кадмия – 0,02-0,15 мг/кг, меди – 0,18-0,75 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму.

На территории по ул. Г. Муратбаева (при выезде с поселка) в отобранных пробах концентрация свинца составило 1,08 ПДК.

В пробах почвы *п.Акбастар* в центре поселка, концентрации хрома составило 0,08-0,22 мг/кг, свинца 9,98-11,86 мг/кг, цинка 1,93-2,64 мг/кг, кадмия 0,06 мг/кг, меди 0,32-0,61 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму.

В пробах почвы *п.Куланды* возле метеостанции, концентрации хрома составило 0,08-0,15 мг/кг, свинца 4,49-11,79 мг/кг, цинка 0,83-2,04 мг/кг, кадмия 0,01-0,05 мг/кг, меди 0,14-0,35 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму.

1.9. Характеристика состояния растительного покрова

Растительность является одним из важнейших компонентов окружающей среды, и ее состояние отражает в целом состояние среды обитания, определяя возможности хозяйственного использования территории и развития фауны. Она выполняет роль биоклиматических и экологических индикаторов, участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии. Такие функции растительности, как аккумуляция солнечной энергии, синтез органических веществ и образование первичной продукции, регуляция газового баланса биосферы, водорегулирующая, противоэрозионная и другие, делают ее основным звеном биосферы, обеспечивающим существование всех живых организмов.

Рассматриваемая территория характеризуется широким набором экологических условий, обусловленных различиями мезо- и микрорельефа, засоленности почвообразующих пород, условий увлажнения. В район исследования входят плоские водораздельные поверхности и наклонные делювиально-пролювиальные равнины, разделенные приводораздельными склонами и характеризующиеся определенными закономерностями распределения растительности.

Для растительного покрова водораздельных поверхностей и делювиально-пролювиальных равнин основной картируемой единицей следует считать комплекс растительных сообществ. В номере легенды на первое место ставится сообщество, преобладающее по площади.

Существенной чертой растительного покрова приводораздельных склонов является серийность растительности. Для отражения характера распределения растительности солончаковых впадин использовалась картируемая единица - экологический ряд сообществ.

При картировании растительности генетически разнородных территорий использовалась единица сочетание сообществ.

Ретроспективный анализ растительного покрова территории показал, что на участке сохранился коренной тип растительности; структура сообществ не изменилась, за исключением растительности водораздельных поверхностей, где отмечается значительное итсигековое засорение.

Водораздельные равнины занимают более половины площади обследуемой территории и распространены на востоке, юге и центральной части района исследования. Растительность водораздельных равнин представлена видами родов полыней (*Artemisia*), ежовника (*Anabasis*), тасбиюргуна (*Nanophyton*), солянок (*Salsola*).

По небольшим понижениям в описываемом регионе на серо-бурых почвах встречаются пятна зарослей караганы (*Caragana grandiflora*) с участием полыни белоземельной, ковыля (*Stipa sareptana*). Повсеместно в выше названных сообществах отмечается итсигековое (*Anabasis aphylla*) засорение.

Платообразные водораздельные равнины на западе исследуемого района обрываются чинками и переходят в делювиально-пролювиальную равнину с интенсивным эрозионным расчленением. Растительность последней представлена разреженными биюргуновыми (*Anabasis salsa*, *A. truncata*), тасбиюргуновыми (*Nanophyton erinaceum*), кермеково-кокпековыми (*Atriplex cana*, *Limonium suffruticosum*) сообществами на солончах пустынных солончаковых, местами смытых.

Приводораздельные склоны и чинки в районе исследования распространены главным образом с северо-востока на юго-запад, сложены глинами, суглинками, алевролитами, песчаником, представлены серийной растительностью.

Кромка и верхняя часть склонов образованы различными вариантами кустарниково-полукустарниково-полукустарничковых сообществ с проективным покрытием 30-50% на серо-бурых щебнистых, местами эродированных почвах. Из полукустарничков следует отметить полыни, ежовники, кейреук, значительно реже - терескен, эфедру. Кустарники и полукустарники представлены главным образом боялычом, караганой, курчавкой, саксаулом. Из злаков следует отметить ковыль (*Stipa sareptana*), осоку (*Carex pachystylis*).

Средние и нижние части склонов имеют крайне разреженный растительный покров, представленный разреженными биюргуновыми, тасбиюргуновыми, кокпековыми, лишайниково-саксаульчиковыми, биюргуново-сарсазановыми группировками на солончах солончаковых смытых и солончаках. Значительно участие выходов палеогеновых глин и песчаников. По логам растительный покров более разнообразен и представлен разнотравно-злаково-полынными сообществами.

Природно-климатические условия территории и режим хозяйственного использования ограничивает биологическое разнообразие флоры и растительности. Анализ литературных источников и материалы полевых наблюдений не позволили выявить для территории редкие виды, занесенные в Красную Книгу Казахстана. Тем не менее, следует отметить наличие в данном регионе эндемиков.

Atriplex pungens Trautv. - лебеда колючая – Семейство *Chenopodiaceae*. Эндем Казахстана. В районе исследования обнаружен по оврагам приводораздельного склона (чинка).

Climacoptera kasakorum Botsch- климаконтера казахов - Семейство *Chenopodiaceae*. Эндем Казахстана. Вид приурочен к солончаковым почвам делювиально-пролювиальных равнин.

Petrosimonia hirsutissima (Bunge) Iljin – петросимония жестковолосистая- Семейство *Chenopodiaceae*. Эндем Казахстана. Может быть встречена по солончаковым понижениям.

Artemisia scopaeformis Ledeb. - полынь прутьевидная - Семейство *Asteraceae*. Эндем Казахстана. Может быть встречен по водотокам приводораздельных склонов (чинков) и вдоль хорошо выраженного русла реки Ащисай.

Artemisia aralensis Krasch. – полынь аральская - Семейство *Asteraceae*. Эндем Казахстана. Приурочен к временным водотокам приводораздельных склонов (чинков).

1.10. Характеристика состояния водной и наземной фауны

Видовой состав фаунистического комплекса исследуемой территории во многом определяется влиянием юго-западной части Бетпакдалинской зоны северных пустынь. На характере фауны же южной части региона отражается влияние песчаного массива Арыскумов, а также определённое воздействие поймы р. Сырдарьи.

Рассматриваемая территория носит следы очень сильного антропогенного воздействия (участок покрыт сетью грунтовых дорог и т.д.) но, несмотря на это, здесь обитают некоторые виды наземных позвоночных. Это 1 вид земноводных, 11 видов пресмыкающихся, около 30 видов млекопитающих. В период сезонных миграций на пролёте встречается не менее 60 видов пернатых.

На участке работ степные виды практически не представлены. В целом фауна млекопитающих носит ярко выраженный пустынный характер. Фоновыми млекопитающими являются представители

отряда грызунов, принадлежащие к семействам ложнотушканчиковых, тушканчиковых и песчанковых.

Фаунистический комплекс участка состоит из следующих видов: насекомоядные представлены ушастым ежом; из рукокрылых встречаются ушастая ночница, поздний кожан и пустынный кожан; со стороны поймы р. Сырдарьи проникает шакал, встречаются волк, корсак и лисица. Из куньих обитает ласка, степной хорёк, барсук. Парнокопытные представлены кабаном. Через лицензионный участок проходят пути миграции сайги из Бетпакдалинско-Арысской группировки. Из грызунов распространён жёлтый суслик, малый суслик. Ложнотушканчиковые представлены малым и большим тушканчиком. Наряду с ними фоновым видом является тарбаганчик. Широко распространены представители семейства тушканчиковых - емуранчик, мохноногий тушканчик. Семейство хомяковые представлено серым хомячком и хомячком Эверсмана. Встречается киргизская полёвка, слепушонка. Представители песчанковых тамариксовая, краснохвостая, полуденная и большая песчанки распространены по всей территории и являются носителями чумы. Домовая и лесная мыши, представители семейства мышинных также являются носителями ряда опасных инфекций: туляремии, чумы и т.д. Из зайцеобразных встречается толай.

Доминирующими видами пернатых, обитающих на исследуемой территории, являются малые жаворонки, каменки, часто встречаются пустынная славка, саджа, несколько видов зуйков, овсянка. Вдоль поймы р. Сырдарьи проходит сезонная миграция представителей околотовных пернатых. Мигрирующие птицы могут залетать на исследуемую территорию. Из преобладающих видов пернатых в период сезонных миграций могут встречаться более 10 видов уток, в том числе кряква; чирок-свистун; речные утки; кроме того, лысуха, кулики, чайки. Из хищных пернатых семейства ястребиных на кочёвках встречается до 15 видов. Наиболее распространены чёрный коршун, степной лунь, перепелятник, степной орёл. Из 6 видов соколиных наиболее распространены степная и обыкновенная пустельга. Среди птиц-ксерофилов встречаются малый и хохлатый жаворонок, туркестанский жулан, серый сорокопуд, сорока.

Пресмыкающиеся обитают в подавляющем большинстве на пустынных участках, остепнённые участки населяются с меньшей плотностью. Встречается среднеазиатская черепаха, сцинковый геккон, серый и туркестанский гекконы, степная агама. Круглоголовка вертливостка в среднем на пустынных участках встречается с плотностью 1 экземпляра на 1 га, пёстрая круглоголовка – 1,5 экземпляра на 1 га, пискливый геккон – 1-2 особей на 1 га. Семейство ящерицы представлено двумя видами ящурок. Из семейства удавы встречаются песчаный и восточный удавчики, а также несколько видов полозов из семейства ужей; из ядовитых змей - степная гадюка и щитомордник. Из земноводных встречается зелёная жаба.

1.11. Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных

Краснополосый полоз – *Coluber rhodorhachis*. В Казахстане очень редкий вид. В районе исследований местами обитания служат развалины, заросли кустарников. Убежищами и местом зимовки служат трещины и пустоты, а также развалины и брошенные норы грызунов. Весной активны днем, летом – утром и вечером, иногда ночью; осенью – в течение всего дня.

Краснополосый полоз нуждается в охране как редкий и мало изученный вид фауны Казахстана.

Четырехполосый полоз – *Elaphe quatuorlineata*. В Казахстане редкий вид, найденный в единичных экземплярах. Стречается на песчаной почве с редкой растительностью. Убежищами служат норы грызунов и трещины в почве. Приносит пользу, уничтожая вредных грызунов. Для человека безвреден. Однако при недостаточном уровне знаний о змеях четырехполосого полоза, отличающегося крупными размерами, зачастую принимают за ядовитую змею и уничтожают.

Птицы

Журавль-красавка – *Anthropoides virgo*. Перелетная птица, в последнее время восстанавливающая численность. В рассматриваемом районе встречается с апреля по октябрь.

Серый журавль – *Grus grus*. Численность этого вида повсеместно резко сокращается. В регионе встречается на пролете в апреле и сентябре.

Дрофа – *Otis tarda*. Редкий перелетный вид отряда журавлеобразных. Одна из самых крупных птиц фауны Казахстана. В районе исследований встречается в небольшом числе только на пролете в апреле и сентябре-октябре.

Стрепет – *Otis tetrax*. Самый мелкий вид семейства дрофиных. В последние годы численность этой птицы возрастает. Перелетный вид. На пролете относительно многочислен.

Джек или дрофа-красотка – *Chlamydotis undulata*. Редкий вид отряда журавлеобразных. Перелетная птица, встречающаяся в апреле и августе-сентябре.

Кречетка – *Chettusia gregaria*. Редкий кулик отряда ржанкообразных. Эндемик азиатских сухих степей. Перелетная птица. Встречается только на пролете в апреле и августе-сентябре.

Белохвостая пигалица – *Vanellodittusia leucura*. Редкий перелетный кулик. Может встречаться в конце марта-начале апреля и в конце июля.

Толстоклювый зуек – *Charadrius leschenaultii*. Повсеместно редкая перелетная птица.

Местами обитания служат глинисто-солончаковые пустыни с редкой, преимущественно полынной растительностью. В песчаных пустынях отсутствует.

Скопа – *Pandion haliaetus*. В рассматриваемом районе эта хищная птица может быть встречена только на пролете в апреле и сентябре-октябре.

Степной орел – *Aquila rapax*. Перелетная хищная птица. Встречается с апреля по ноябрь.

Змееяд – *Circaetus gallicus*. Редкая перелетная птица. Может быть встречена только на пролете в апреле и сентябре. Численность вида повсеместно сокращается.

Могильник – *Aquila heliaca*. Перелетная птица, встречающаяся с марта по ноябрь. Повсеместно редкий вид.

Беркут – *Aquila chrysaetus*. Крупная птица отряда соколообразных. В Казахстане традиционно используется как ловчая птица. В районе встречается на пролете и на кочевках в марте-апреле и октябре-ноябре.

Орлан-белохвост – *Haliaeetus albicilla*. Крупная пролетная птица. В районе исследований может быть встречена летом.

Балобан – *Falco cherrug*. Перелетная птица. В связи с ажиотажным спросом в странах

Ближнего Востока в последние годы этот вид стал объектом неконтролируемой добычи на территории Казахстана. Численность этих птиц неуклонно снижается. Встречается на пролете в конце марта или в апреле и сентябре-октябре.

Сапсан – *Falco peregrinus*. Редкая пролетная птица. Встречается весной (апрель) и осенью (сентябрь-октябрь).

Филин – *Bubo bubo*. Самая крупная птица отряда совообразных. Оседлый вид, численность которого повсеместно низкая.

Чернобрюхий рябок – *Pterocles orientalis*. На территории Казахстана, за небольшим исключением, перелетные птицы. В рассматриваемом районе гнездящийся вид. Основные гнездовые станции приурочены к равнинным глинистым пустыням. В настоящее время основной фактор, определяющий низкую численность этой птицы, хозяйственная деятельность человека и пресс охоты. Особенно большую роль играет бесконтрольная неумеренная охота в течение весны, лета и осени.

Белобрюхий рябок – *Pterocles alchata*. В районе исследований в небольшом числе гнездится. Места обитания связаны с бугристыми песками. В последнее время наблюдается явная тенденция к уменьшению численности этого вида. Основную роль в этом постоянном сокращении обилия рябков играет увеличение фактора беспокойства на гнездовые и браконьерство на водопоях.

Саджа – *Syrrhaptes paradoxus*. Редкая птица отряда голубеобразных. Перелетная птица, встречающаяся в регионе с апреля по октябрь. Обитает на глинистых участках и на такырах со скудной растительностью.

Млекопитающие

Пегий пutorак – *Diplomesodon pulchellum*. Ведет оседлый образ жизни, Активен вечером и ночью. битание приурочено к песчаным массивам.

Кожанок Бобринского – *Eptesicus bобринskoi*. Типичный обитатель пустынь северного типа и южной кромки полупустынь. Имеет экологическое и научное значение.

Перевязка – *Vormela peregusna*. Хищник семейства куньих. Живет оседло. Активность круглогодичная. Обитает в закрепленных, слабо бугристых песках.

Бледный карликовый тушканчик – *Salpingotus pallidus*. Оседлый зимоспящий грызун. В рассматриваемом районе найден в единичных экземплярах. Обитает на песчаных почвах.

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

Ландшафтная характеристика территории и наличие инфраструктуры. В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка

волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

В административном отношении месторождение Есжан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Ближайшим населенным пунктом в пределах района расположения объекта на расстоянии 160 км является районный центр Жалагашского района – поселок Жалагаш.

Степень нарушенности природных ландшафтов на территории и их основных компонентов – почвы и растительности – средняя, в основном в результате добычи полезного ископаемого.

Коэффициент рельефа местности – 1.

Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом достигает плюс 40–45°C, минимальная зимой – плюс 35–40°C. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает –150 мм.

Значение коэффициента А (коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы), соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, при которых концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе максимальна, принимается равным 200.

Атмосферный воздух. Рассматриваемое месторождение расположено в районе расположения ряда источников загрязнения атмосферного воздуха рассматриваемого нефтегазового района, но при этом на значительном удалении от населенных пунктов.

Непосредственно в районе месторождения наблюдения за фоновыми концентрациями органами РГП «Казгидромет» не ведутся (см. приложение 4). В рассматриваемом районе расположения месторождения Есжан, проводимый и осуществляемый производственный экологический контроль сторонними операторами позволяет сформировать данные для анализа и оценки существующего уровня загрязнения атмосферного воздуха.

В целом принимается, что изначально атмосфера на проектируемом месторождении не имеет существенной антропогенной нагрузки и, следовательно, принимается условно незагрязненной.

Водные ресурсы. На рассматриваемой территории нет поверхностных водоемов и водотоков с пресной водой, на которые проектируемые скважины могут оказать влияние. Воздействие возможно на бессточные понижения, являющиеся местным базисом эрозии, лишь при нештатных и аварийных ситуациях.

Учитывая отсутствие сброса сточных вод на рельеф местности, отдаленность участка проектируемых работ, незначительный уклон поверхности рельефа, существующие воздействие на поверхностные воды на рассматриваемой территории отсутствует.

Производственный мониторинг поверхностных вод предприятием ТОО «Саутс-Ойл» не проводится. Предприятием в настоящее время не осуществляется эксплуатация подземных вод.

Ближайшим водным объектом является река Сырдарья, удаленная в южном направлении на расстоянии порядка 120 км. Река имеет устойчивые берега, закрепленные густыми тугайными зарослями. Паводковый период приходится на май-июнь и не затрагивают территорию проектируемых блоков.

Территория расположения участка проектируемых объектов поверхностными водами не затапливается. Естественные выходы (источники) подземных вод на поверхность месторождения не установлены и отсутствуют.

Пластовые воды. Данные содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, суммарной минерализации, типу воды и сухому остатку, данные по показателю pH и некоторым микрокомпонентам.

По месторождению Есжан физико-химические свойства пластовых вод изучены по одной пробе из скважины №2 (инт.1994-2004 м, горизонт Ю-IV-Б).

Проба воды была проанализирована в 2011 г. лабораторией ТОО «Каспиймунайгаз».

Вода горизонта характеризуется плотностью 1,073 г/см³, pH 6,75 общей минерализацией 108,95 г/дм³, жесткостью 460 мг-экв/л.

По классификации В.А.Сулина относятся к хлориднокальциевым. Дополнительная информация представлена в соответствующих разделах современного состояния окружающей среды и характеристики текущего воздействия на компоненты окружающей среды.

1.13. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности

Намечаемая производственная деятельность предусматривается на существующем месторождении и участке работ с уже сформировавшимися факторами воздействия на окружающую среду. Факторы воздействия, по результатам проведенных оценок воздействия, значатся в допустимых пределах. В связи с чем отказ от намечаемой деятельности не вызовет существенных изменений в улучшении качества окружающей среды.

Принятые проектные решения и их реализация, позволят осуществляться необходимую производственную деятельность в пределах допустимых норм экологической безопасности, предъявляемым к компонентам окружающей среды.

В целом воздействие производственной и хозяйственной деятельности на окружающую среду проектируемого участка оценивается как вполне допустимое при несомненно крупном социально-экономическом эффекте - обеспечении занятости населения, получения ликвидного продукта – нефти, с вытекающими из этого другими положительными последствиями.

Необходимые для производства материалы будут закупаться у отечественных производителей, тем самым стимулируя производство и занятость населения.

Наличие конкретных технических проектных решений исключает возможные формы неблагоприятного воздействия на окружающую среду, либо при невозможности полного исключения – обеспечивает его существенное снижение.

Учитывая, что отказ от реализации проектных решений не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально и экономически важного для региона предприятия, инициатор считает нужным отказаться от «нулевого» варианта.

Поскольку намечаемой деятельностью предусматривается сооружение новых объектов недропользования со вспомогательными объектами производства и инфраструктуры и в дальнейшем эксплуатации этого комплекса, одним из альтернативных вариантов является «нулевой» вариант т.е. отказ от деятельности. Отказ от деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, когда разработка месторождения приведет к улучшению социально-экономических характеристик района, что в свою очередь приведет к улучшению условий жизни населения близлежащих городов и поселков.

1.14. Категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

В административном отношении месторождение Есжан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Право на проведение Добычи углеводородного сырья на месторождении Есжан в пределах блоков XXVII-37-А (частично), В (частично) расположенного в пределах Кызылординской области Республики Казахстан предоставлено ТОО «САУТС-ОЙЛ» в соответствии с Контрактом №4510-УВС-МЭ от 22.09.2017 г. сроком на 25 лет.

Границы Контрактной территории определены горным отводом, площадь составляет 8,36 км² с глубиной – до абсолютной отметки -2007,7 м.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Есжан: 1) с.ш.46°34'00" в.д.64°39'48"; 2) с.ш.46°34'02" в.д.64°40'12"; 3) с.ш.46°33'39" в.д.64°40'37"; 4) с.ш.46°33'14" в.д.64°42'02"; 5) с.ш.46°32'24" в.д.64°42'16"; 6) с.ш.46°32'25" в.д.64°41'33"; 7) с.ш.46°31'59" в.д.64°41'04"; 8) с.ш.46°32'18" в.д.64°39'58"; 9) с.ш.46°32'41" в.д.64°39'58"; 10) с.ш.46°32'49" в.д.64°39'15"; 11) с.ш.46°33'08" в.д.64°39'09"; 12) с.ш.46°33'21" в.д.64°39'35".

Основная доля земель в районе месторождений относится к категории земель промышленности. Земли промышленности предоставляются выделенные участки для недропользователей которые ведут поиск и освоение залежей УВС.

Согласно п.2 статьи 1 Земельного Кодекса РК земельные участки используются в соответствии с установленным для них целевым назначением. Правовой режим земель определяется исходя из их принадлежности к той или иной категории и разрешенного использования в соответствии с зонированием земель (территории).

Непосредственно участки рассматриваемого месторождения относятся к землям промышленности, транспорта, связи, для нужд космической деятельности, обороны, национальной

безопасности и иного несельскохозяйственного назначения. Целевое назначение – для добычи нефти и газа.

1.15. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий

Под наилучшими доступными техниками понимается наиболее эффективная и передовая стадия развития видов деятельности и методов их осуществления, которая свидетельствует об их практической пригодности для того, чтобы служить основой установления технологических нормативов и иных экологических условий, направленных на предотвращение или, если это практически неосуществимо, минимизацию негативного антропогенного воздействия на окружающую среду. При этом: 1) под техниками понимаются как используемые технологии, так и способы, методы, процессы, практики, подходы и решения, применяемые к проектированию, строительству, обслуживанию, эксплуатации, управлению и выводу из эксплуатации объекта; 2) техники считаются доступными, если уровень их развития позволяет внедрить такие техники в соответствующем секторе производства на экономически и технически возможных условиях, принимая во внимание затраты и выгоды, вне зависимости от того, применяются ли или производятся ли такие техники в Республике Казахстан, и лишь в той мере, в какой они обоснованно доступны для оператора объекта; 3) под наилучшими понимаются те доступные техники, которые наиболее действенны в достижении высокого общего уровня охраны окружающей среды как единого целого. 2. Применение наилучших доступных техник направлено на комплексное предотвращение загрязнения окружающей среды, минимизацию и контроль негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

Применение наилучших доступных технологий в промышленном производстве направлено на обеспечение оптимального сочетания энергетических, экологических и экономических показателей. НДТ – концепция предотвращения и контроля загрязнения окружающей среды, разработанная и совершенствуемая мировым сообществом с 1970-х годов. Эта концепция основана на внедрении на предприятиях более качественных и экономически эффективных технологий, применимых для конкретной отрасли промышленности, с целью повышения уровня защиты окружающей среды.

К "наилучшим доступным технологиям" относят: технологические процессы, методы, порядок организации производства продукции и энергии, выполнения работ или оказания услуг, включая системы экологического и энергетического менеджмента, а также проектирования, строительства и эксплуатации сооружений и оборудования, обеспечивающие уменьшение и (или) предотвращение поступления загрязняющих веществ в окружающую среду, образования отходов производства по сравнению с применяемыми и являющиеся наиболее эффективными для обеспечения нормативов качества окружающей среды, нормативов допустимого воздействия на окружающую среду при условии экономической целесообразности и технической возможности их применения.

Согласно Экологического кодекса Республики Казахстан добыча нефти и газа относится к I категории, (Приложение 2, п.1, пп. 1.3) «разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов». В соответствии с пунктом 4 статьи 418 ЭК РК для намечаемой деятельности обязательно наличие комплексного экологического разрешения с 1 января 2025 года, с учетом положений пунктов 6 и 7 данной статьи.

На основании вышесказанного, планируемые к применению наилучшие доступные технологии будут включать в себя, но не ограничиваться, следующими: - очистка сточных вод и выбросов загрязняющих веществ при производстве продукции (товаров), проведении работ и оказании услуг на предприятиях.

Согласно п. 11 статьи 113 ЭК РК, «внедрением наилучшей доступной техники (далее – НДТ) признается ограниченный во времени процесс осуществления мероприятий по проектированию, строительству новых или реконструкции, техническому перевооружению (модернизации) действующих объектов, в том числе путем установки нового оборудования, по применению способов, методов, процессов, практик, подходов и решений в обслуживании, эксплуатации, управлении и при выводе из эксплуатации таких объектов. При этом указанные мероприятия в совокупности должны обеспечивать достижение уровня охраны окружающей среды не ниже показателей, связанных с применением наилучших доступных техник, описанных в опубликованных справочниках по наилучшим доступным техникам».

В настоящее время в Республике Казахстан разработан справочник по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа» (Постановление Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2023 года № 1202).

На первом этапе запланирован перевод на наилучшие доступные технологии 50-ти крупнейших предприятий из нефтегазовой, горно-металлургической, химической и электроэнергетической отраслей, на которых приходится 80% загрязнений согласно проекту Постановления Правительства РК «Об утверждении перечня пятидесяти наиболее крупных объектов I категории по выбросам загрязняющих веществ в окружающую среду по отраслям».

Таким образом, учитывая вышесказанное, руководствуясь п. 1 статьи 111 и п. 4 статьи 418 ЭК РК, после ввода в силу требования об обязательном наличии комплексного экологического разрешения, с 1 января 2025 года, а также утверждения справочников НДТ, оператором объекта будет рассмотрена возможность внедрения НДТ, определен круг планируемых к применению наилучших доступных. Существенного изменения назначения технических и технологического перевооружения, модернизации, переоборудования и перепрофилирования объектов при добыче нефти и газа не ожидается.

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

Погугутилизация объекта – это комплекс работ по демонтажу и сносу капитального строения (здания, сооружения, комплекса) после прекращения его эксплуатации.

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по погугутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования настоящим проектом **не предусматриваются**.

1.17. Особо охраняемые природные территории региона

Барсакельмесский государственный природный заповедник (каз. Барсакелмес мемлекеттик табиғи қорығы) - заповедник в Аральском районе Кызылординской области Казахстана. Территория заповедника состоит из двух кластерных участков - «Барсакельмес» и «Каскакулан». Участок «Барсакельмес» включает в себя прежнюю территорию заповедника (16975 га) и осушенное дно моря, общая площадь 50884 га (из них заповедное ядро – 37725 га, буферная зона - 13159 га). Участок «Каскакулан» занимает 109942 га (заповедное ядро - 68154 га, буферная зона - 41788 га).

Барсакельмесский заповедник - единственный в Казахстане и один из нескольких в СНГ заповедников с экстремальными экологическими условиями, находящийся в зоне экологической катастрофы глобального масштаба (снижение уровня Аральского моря).

Это уникальная «природная лаборатория» для изучения процессов аридизации климата, опустынивания природных комплексов, перестройки состава и структуры экосистем, арена видообразования, формирования рельефа, ландшафтов, биоразнообразия.

Все это имеет важное значение для понимания процессов эволюции и адаптации биоты к катастрофически изменяющимся факторам природной среды.

Территория получила статус заповедника в 1939 году и была взята под государственную охрану. Здесь произрастает 278 видов растений, среди которых преобладает полынь, лебеда Пратова, жузгуны и тюльпаны Борщова. Обитают редкие, занесенные в Красную книгу виды животных: кудрявый пеликан, белоглазый нырок, мраморный чирок, малая белая цапля, лебедь-кликун, малый лебедь, савка, змея, степной орёл, могильник, беркут, джек, кречетка, чернобрюхий рябок, белобрюхий рябок, саджа, бурый голубь, филин. Млекопитающие представлены джейраном, туркменским куланом, сайгаком, редкими карликовыми тушканчиками, ушастыми ежами и прочими. Заповедник имеет важное научное значение и является природной лабораторией, которая имеет значение для понимания процессов эволюции и адаптации биоты к катастрофически изменяющимся факторам природной среды.

Каргалинский заказник (каз.Қарғалы қорықшасы) - государственный природный зоологический заказник для охраны редких животных в Казахстане. Создан в 1970 году. Занимает площадь 13,2 га на территории Шиелйского и Жанакорганского районов Кызылординской области. Расположен вдоль реки Сырдарья (ширина полосы 7 км, длина 20 км). В пойме - густые заросли лоха, чингиля и тальника (около 15% площади заказника), луговые сенокосные участки (ок. 12%), пастбища (52%). Вне поймы – заросли тамариска. Водятся кабан, барсук, заяц-толай, лисица, реж - волк, сайгак, гусь, утка, лысуха. Один из основных объектов охраны - сырдарьинский фазан. Территория заказника круглогодично используется для выпаса крупного рогатого скота, зимой - овец, лошадей и верблюдов.

1.18. Памятники истории и культуры региона

Кызылординская область является историческим центром Великого Шелкового пути, который сыграл большую роль в развитии края, об этом свидетельствуют памятники истории и культуры казахского народа. По области под охраной государства находятся 496 памятников истории и культуры, из них 21 республиканского, 274 местного значения.

Среди памятников Великого Шелкового пути выделяются исторические места городов Сауран и Сыганак, археологические памятники и мавзолей СунакАта, Айкожаишан, мавзолеев Карасопы, ОкшыАта, Досбол би, Есабыз, мечеть Актас, мемориальный комплекс КоркытАта. Джетыасар – группа городищ конца I тыс. до н.э – VIII в н.э., расположенных в северной части древней дельты Сырдарьи. Основная часть городищ расположены в полосе 45 – 90 км южнее современных города Байконур и посёлка Жусалы. Наиболее значительны крепости: Алтынасар, Курайлыасар, Караасар, Базарасар, Томпакасар, Жалпакасар. Высота городищ над окружающей равниной от двух до десяти метров. Все городища Джетыасарской культуры находятся в русле рек, хорошо укреплены, в их основе лежат одна или несколько двух-трёхэтажных крепостей, по всей видимости выполнявших роль общинных домов.

Население занималась ирригационным земледелием, скотоводством и рыболовством, через район городищ проходил важный караванный путь от Тянь-Шаня к устью Волги.

Наибольшее количество памятников прошлого (городищ, курганов, сторожевых башен, погребально-культовых комплексов) сохранилось в левобережной части Сырдарьинского региона. Именно здесь находятся памятники, сохранившие устойчивые традиции национального зодчества в сооружениях, так называемой степной «сырцовый» архитектуры, с особенностями, характерными для сырдарьинского региона.

Памятники Сырдарьи представляют большой научный интерес и характеризуют культуру, которая интегрировала в себе достижения Согда, Хорезма, тюркский культурный комплекс и традиции земледельческо-скотоводческой культуры. Они являются научной базой для исследования истоков самобытной культуры казахстанского народа.

Согласно утвержденного государственного списка памятников истории и культуры местного назначения по Кызылординской области, утвержденной Постановлением акимата Кызылординской области от 4 мая 2020 года № 28, на территории месторождения памятников материальной культуры, являющихся объектами охраны, не зарегистрировано.

В соответствии со ст.67 Экологического кодекса РК проведение процедуры оценки воздействия на окружающую среду предполагает выполнение последовательных стадий инициатором намечаемой детальности, включая подачу заявления на проведение скрининга намечаемой деятельности, осуществляемого заинтересованными государственными органами. Так для намечаемой деятельности предусмотренной ПРМ месторождения Есжан было представлено заявление о намечаемой деятельности в адрес уполномоченного органа в области охраны окружающей среды и заинтересованных государственных органов, включая компетентный орган по охране памятников материальной культуры.

По итогам проведения скрининга намечаемой деятельности и выдачи заключения об определении сферы охвата, заинтересованными государственными органами не были представлены какие-либо условия или выводы о наличии соответствующих памятников материальной культуры на рассматриваемой проектируемой территории месторождения, что также подтверждает вывод об отсутствии регистрации каких-либо исторических памятников культуры на территории месторождения.

Большинство памятников истории и культуры расположены вблизи существующих населенных пунктов, расположенных вдоль русла реки Сырдарья, где исторически располагалась стоянки кочевых народов средней Азии. Принимая во внимание значительное удаление района проектируемых работ от населенных пунктов (см. раздел 1.1 настоящего Отчета), а также высокую изученность и вовлеченность данного района в геологоразведочные работы и разработку нефтегазовых месторождений открытие новых памятников истории и культуры не ожидается.

Однако при реализации намечаемой деятельности в случае обнаружения соответствующих памятников истории и культуры будут приняты соответствующие меры по обеспечению регистрации и охраны соответствующего объекта, предусмотренного законодательством Республики Казахстан.

2. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1. Обоснование выделения эксплуатационных объектов разработки. Технологические показатели вариантов разработки

Месторождение Есжан находится в промышленной разработке с 2018 г. согласно «Технологической схеме разработки месторождения» утвержденный протоколом ЦКРР РК №83/6 от 31.03.2017 г. Выделен единственный объект разработки – горизонт Ю-IV-А+Б.

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Продуктивный разрез месторождения Есжан характеризуется блочным строением, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов и с учетом технических и технологических возможностей их разработки.

Нефтяные залежи Ю-IV-А и Ю-IV-Б горизонтов в структурном плане совпадают, но горизонт Ю-IV-А является продуктивным лишь в I блоке, по типу относятся к пластовым, сводовым, тектонически экранированным. По физико-химическим свойствам нефти относятся к легким, маловязким (0,51-1,1 мПа*с), содержанием растворенного газа в нефти в пределах от 80,9 до 180,26 м³/т. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,805 до 0,822 г/см³.

Нефтенасыщенная толщина юрских горизонтов по скважинам изменяется от 0,6 до 23,4 м, в среднем составляя 5,2 м. По данным лабораторных анализов керна коллектора характеризуются проницаемостью в диапазоне 0,009-0,027 мкм².

В настоящей работе выделенный эксплуатационный объект разработки остается таким же, как принят в ТС-2017 г.

➤ I эксплуатационный объект – нефтяные залежи Ю-IV-А и Ю-IV-Б.

Исходные геолого-физические характеристики приведены в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационного объекта

Параметры	Ю-IV-Б	Ю-IV-А	I объект
Средняя глубина залегания, м	2057	1891	2057
Тип залежи	Пластовые, сводовые, тектонические и литологически экранированные		
Тип коллектора	Терригенный, поровый		
Площадь нефтеносности, тыс м ²	1781	530	1781
Средняя общая толщина, м.	93,8	43,4	68
Средняя нефтенасыщенная толщина, м.	4,6	13,2	8
Пористость, д.ед.	0,2	0,17	0,2
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,74	0,67	0,7
Проницаемость, мкм ² (по керну)	27,9х10 ⁻³	8,9х10 ⁻³	18,4х10 ⁻³
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,131	0,165	0,148
Коэффициент расчлененности, д.ед.	5	3	4
Пластовая температура, °С	72,5	75	73
Пластовое давление, МПа	22	22	22
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	1,0	0,51	0,76
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,589	0,7	0,645
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,805	0,822	0,813
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,105	1,34	1,22
Содержание в нефти, %			
серы	0,2	0,21	0,175
парафина	2,6	7,4	5,8
смола	3,5	6,2	3,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,57	10,83	10
Газосодержание нефти, м ³ /т	76,5	180	180

Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Системы разработки нефтяных месторождений классифицируются на системы с воздействием и без воздействия, а также отличаются сеткой расположения скважин.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводились, исходя из положений «Единых правил...» и анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

В проекте рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, режимами эксплуатации скважин и методами воздействия.

1 вариант – разработка месторождения осуществляется на естественном режиме пластовой энергии существующим фондом добывающих скважин. Запланирована в 2026 г. ввод 3 скважин из консервации (№№ 2, 10, 17) и 1 скважину – из наблюдательного фонда (№9). Скважины эксплуатируются механизированным способом.

2 вариант – система разработки месторождения аналогична первому варианту, запроектировано бурение 7 эксплуатационных скважин в 2026 г. Также в целях доизучения месторождения предусмотрено бурение 1 поисковой и 2 оценочных скважин.

3 вариант – на основе второго варианта с переводом 3 скважин под нагнетание воды месторождения разрабатывается с поддержанием пластового давления. Также проектируется дополнительное бурение 4 эксплуатационных скважин в 2027 г.

Основные исходные характеристики расчетных вариантов для I объекта разработки приведены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2 – Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упруговодонапорный		ППД
Система размещения скважин	избирательная		
Расстояние между скважинами, м		500	500
Плотность сетки в среднем, га/скв		25	16
Соотношение скважин в элементе, доб/нагн.	4/0	11/0	12/3
Режим работы добывающих нагнетательных скважин	$R_{заб} > R_{нас}$	$R_{заб} > R_{нас}$	$R_{заб} > R_{нас}$ $R_{заб} = 0,9 \cdot P_g$
Коэффициент использования скв., д.ед.:	0,9	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.:	0,9	0,95	0,95
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	-	-	100
Ввод скважин из бурения, доб/наг ед.	0	7	11
Время разбуривания, годы	2026	2026	2026-2027

Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих 9-ти показателей проектных документов:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом, значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

Согласно п. 107 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» при проектировании проекта разработки месторождения и изменений и/или дополнений к нему или анализа разработки необходимо обосновать диапазоны или предельно допустимые значения следующих показателей:

- 1) коэффициент компенсации по залежам;

- 2) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 3) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 4) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 5) объемы добычи углеводородов;
- 6) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 7) показатели ввода эксплуатационных скважин.

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей, диапазоны их изменения или предельно допустимые значения.

Плотность сетки эксплуатационных скважин

Показатель плотности сетки скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Сетка скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии продуктивного горизонта. Разбуривание месторождения проектируется вертикальными скважинами со средней глубиной скважин для юрского горизонта 2250 м.

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по единственному объекту разработки

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по объекту разработки с учетом перевода добывающих скважин, после отработки на нефть в нагнетательный фонд.

Рассмотренные варианты разработки для единственного объекта месторождения Есжан различаются плотностью сеток скважин, и с режимом разработки, где вариантом 3 предусматривается поддержание пластового давления путем закачки воды.

Поддержание пластового давления, возможно в том случае, если в процессе разработки будет выявлено резкое снижение пластового давления при естественном режиме.

Коэффициент компенсации по залежам

Диапазон коэффициента компенсации по объекту устанавливается исходя из рассмотренного варианта разработки, с ежегодной компенсацией отборов жидкости и допустимого годового отклонения в размере +/- 10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения

Исходя из начального пластового давления, и рекомендованных забойных давлений в добывающих скважинах, пластовые и забойные давления должно быть выше давления насыщения.

Отношение пластового давления к забойному давлению

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, с целью получения оптимального притока жидкости.

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин произведено с учетом геолого-физических особенностей месторождения Есжан. Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину. Поэтому забойное давление нагнетательных скважин должно быть насколько это технически возможно высоким, близким к давлению гидроразрыва.

По результатам опробования и испытания, а также по результатам исследования МУО, анализированы замеры забойного давления на разных режимах эксплуатации скважин. При этом, в период опробования скважин забойные давления изменялись от 14,2 МПа (скв. №10), до 20 МПа (скв. №2), в среднем составило 17 МПа, что выше $P_{нас}$ (10 МПа). В целом, по всем замерам забойного давления произведенные в период опробования и испытания скважин, среднее значение забойного давления выше $P_{нас}$ (10 МПа).

Необходимо отметить, что месторождение Есжан осложнено сеткой тектонических нарушений, которые выступают в качестве границы залежей в ряде продуктивных горизонтов. Нарушения делят площади продуктивности по всем горизонтам на 5 блоков. В связи с чем, однозначно определить рациональное забойное давление по ранее проведенным замерам не представляется возможным. Поэтому для обоснования рациональной величины забойного давления или депрессии для каждой скважины необходимо продолжить исследования, и тщательным образом провести исследование МУО,

поскольку эти величины могут меняться по площади залежи и с глубиной.

На данной стадии изученности энергетический потенциал продуктивного горизонта имеет запас энергии, что позволяет держать забойные давления в добывающих скважинах выше давления насыщения.

В процессе промышленной эксплуатации, недропользователю необходимо выполнить гидродинамические исследования методом установившихся отборов, с целью определения оптимального режима работы скважин.

Снижение забойного давления скважин ниже давления насыщения приводит к снижению пластового давления в области дренирования скважины, которое на поверхности отражается ростом промыслового газового фактора. В отдельных случаях это может привести к необоснованному росту обводненности.

В расчетных вариантах 2 и 3, входные дебиты нефти основаны по результатам промысловых данных, и приняты с учетом эффективности запланированного ГТМ при этом средний дебит нефти по скважинам около 40 т/сут.

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам

По рекомендуемому варианту 2 горизонта Ю-IV, разработка залежи предусматривается на естественном режиме, в начальной стадии разработки запас пластовой энергии залежи достаточный и позволяет осуществлять добычу на естественном режиме, до уточнения динамики энергетического состояния залежи.

Несмотря на запас пластовой энергии, все же предполагаем постепенное увеличение среднего газового фактора по залежи до 180 м³/т.

Попутный нефтяной газ недропользователь планирует использовать на собственные нужды для выработки электроэнергии, тем самым будет иметь возможность 100% утилизации попутно-добытого газа.

Объемы добычи углеводородов и объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки попутного газа по объекту разработки принято из расчета +/- 10 % от годовых проектных показателей по добыче углеводородов и обратной закачке воды по вариантам разработки.

Уровни добычи углеводородов по рекомендуемому варианту 2 приведены в таблице 2.1.4 настоящего проекта, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Показатели ввода добывающих скважин

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются. По рекомендуемому 2 варианту разработки предусматривается бурение 7 скважин, и плотность сетки скважин будет изменяться от фактически сложившейся на 2027 г. до проектной, предусматривающей дальнейшее уплотнение после завершения бурения проектных скважин.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам разработки месторождения Есжан по рекомендуемому 2 варианту разработки, приведены в таблице 2.1.3.

Таблица 2.1.3 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей по рекомендуемому 2

№, № п/п	Параметры	I объект
1	Плотность сетки скважин, га/скв.	25
2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин	4/0
3	Коэффициент компенсации отборов, %	Закачка рабочего агента не предусмотрено
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	$R_{пл} > R_{нас}$ $R_{заб} \geq R_{нас}$
5	Отношение пластового давления к забойному давлению (максимальная депрессия), МПа	$R_{пл} = R_{заб} + \Delta P$, где $\Delta P > 3$ МПа
6	Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам, м ³ /т	до 180

7	Объемы добычи углеводородов, тыс.т	+/- 10% от годовых показателей объемов добычи углеводородов указанных в таблицах, приведенных в разделе 4.1 настоящего проекта
8	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления, тыс.м ³	Закачка рабочего агента не предусмотрено
9	Показатели ввода эксплуатационных скважин, ед.	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения из таблиц, приведенных в разделе 4.1, настоящего проекта

Обоснование количества резервных скважин

На месторождении Есжан во всех рассматриваемых вариантах, в связи со сложным геологическим строением, предусматривается фонд резервных скважин для вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в пределах их размещения. Число резервных скважин планируется в количестве 10 % от запланированного фонда добывающих скважин.

Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положениям выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 3-х вариантах. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

В таблицах 2.1.4 – 2.1.5 приведены результаты расчетов технологических показателей разработки по месторождению Есжан по рекомендуемому варианту 2. По другим вариантам (1 и 3) – в табличных приложениях П1 – П4 к ПРМ.

Таблица 2.1.4 – Месторождение Есжан. I объект. Характеристика основного фонда скважин 2 вариант (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.		Перевод скважин под нагнет, ед.	Фонд скважин с начала разр., ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из наблюд. фонда, ед.	Экспл.бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	добыв.						всего	добыв.	нагн.	всего	действующ.		нефть	жидкость
2026	7	7	0	25	3	1	50	0	0	0	11	11	0	14,5	18,9
2027	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	11	11	0	13,1	17,3
2028	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	11	11	0	11,7	15,9
2029	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	11	11	0	10,6	14,6
2030	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	11	11	0	9,5	13,4
2031	0	0	0	25	0	0	50	1	1	0	10	10	0	8,6	12,4
2032	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	10	10	0	7,7	11,5
2033	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	10	10	0	6,9	10,6
2034	0	0	0	25	0	0	50	1	1	0	9	9	0	6,2	9,9
2035	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	9	9	0	5,6	9,2
2036	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	9	9	0	5,1	8,6
2037	0	0	0	25	0	0	50	1	1	0	8	8	0	4,6	8,1
2038	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	8	8	0	4,1	7,6
2039	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	8	8	0	3,7	7,3
2040	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	8	8	0	3,3	6,9
2041	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	8	8	0	3,0	6,7
2042	0	0	0	25	0	0	50	1	1	0	7	7	0	2,7	6,5
2043	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	2,4	6,4
2044	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	2,2	6,4
2045	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	2,0	6,3
2046	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,8	6,2
2047	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,6	6,2
2048	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,4	6,1
2049	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,3	6,1
2050	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,2	6,0
2051	0	0	0	25	0	0	50	0	0	0	7	7	0	1,0	5,9

Таблица 2.1.5 – Месторождение Есжан. I объект. Характеристика основных показателей разработки 2 вариант (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопл. добыча нефти, тыс.т	Выработка извлекаем.запасов, %	КИН, д.с	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопл. добыча жидкости, тыс.т	Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальн.	текущих							годовая	накопл.	годовая	накопл.
2026	13,9	3,6	4,0	47,4	12,4	0,030	18,1	53,2	23,1	0	0	2,5	4,3
2027	42,4	11,1	12,6	89,9	23,4	0,057	56,2	109,4	24,5	0	0	7,6	11,9
2028	38,2	9,9	13,0	128,1	33,4	0,081	51,6	161,0	25,9	0	0	6,9	18,8
2029	34,4	9,0	13,4	162,5	42,3	0,103	47,4	208,4	27,5	0	0	6,2	25,0
2030	30,9	8,1	14,0	193,4	50,4	0,122	43,7	252,1	29,1	0	0	5,6	30,5
2031	25,3	6,6	13,3	218,7	57,0	0,138	36,6	288,7	30,9	0	0	4,6	35,1
2032	22,8	5,9	13,8	241,5	62,9	0,153	33,9	322,5	32,7	0	0	4,1	39,2
2033	20,5	5,3	14,4	262,0	68,2	0,166	31,4	353,9	34,7	0	0	3,7	42,9
2034	16,6	4,3	13,6	278,6	72,6	0,176	26,3	380,2	36,8	0	0	3,0	45,9
2035	14,9	3,9	14,2	293,5	76,4	0,185	24,5	404,7	39,0	0	0	2,7	48,6
2036	13,5	3,5	14,9	307,0	79,9	0,194	22,9	427,6	41,3	0	0	2,4	51,0
2037	10,8	2,8	14,0	317,8	82,8	0,201	19,2	446,8	43,8	0	0	1,9	52,9
2038	9,7	2,5	14,6	327,5	85,3	0,207	18,1	464,9	46,4	0	0	1,7	54,7
2039	8,7	2,3	15,4	336,2	87,5	0,212	17,2	482,0	49,2	0	0	1,6	56,2
2040	7,8	2,0	16,4	344,0	89,6	0,217	16,4	498,5	52,2	0	0	1,4	57,6
2041	7,1	1,8	17,7	351,1	91,4	0,222	15,8	514,3	55,3	0	0	1,3	58,9
2042	5,6	1,4	16,9	356,6	92,9	0,225	13,4	527,7	58,6	0	0	1,0	59,9
2043	4,6	1,2	16,7	361,2	94,1	0,228	12,0	539,7	62,1	0	0	0,8	60,7
2044	4,0	1,0	17,6	365,2	95,1	0,231	11,7	551,5	65,9	0	0	0,7	61,5
2045	3,6	0,9	19,2	368,8	96,0	0,233	11,9	563,4	69,8	0	0	0,6	62,1
2046	3,2	0,8	21,3	372,0	96,9	0,235	12,5	575,9	74,0	0	0	0,6	62,7
2047	2,9	0,8	24,4	375,0	97,6	0,237	13,5	589,4	78,5	0	0	0,5	63,2
2048	2,6	0,7	29,1	377,6	98,3	0,239	15,6	605,0	83,2	0	0	0,5	63,7
2049	2,4	0,6	36,9	380,0	98,9	0,240	19,9	625,0	88,1	0	0	0,4	64,1
2050	2,1	0,6	52,6	382,1	99,5	0,241	32,4	657,4	93,4	0	0	0,4	64,5
2051	1,9	0,5	100	384,0	100,0	0,243	50,9	708,3	96,2	0	0	0,3	64,8

2.2. Анализ технологических показателей и текущего состояния разработки

Месторождение Есжан находится в промышленной разработке с 2018 г. согласно Технологической схемы - 2017 г. Выделен единственный I объект эксплуатации, содержащий нефтяные залежи средней юры – горизонт Ю-IVA и Ю-IVБ.

Учитывая текущее состояния разработки месторождения в 2022 г. был составлен «Анализ разработки...», уточнены технологические показатели разработки на 2023-2024 гг. (протокол ЦКРР РК № 32/6 от 6.10.2022 г.). Было рекомендовано выполнить Пересчет запасов УВ и составить новый проектный документ на разработку месторождения.

В 2025 г. с учетом переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3Д (2020-2022 гг.), бурения новых скважин (№№ 17, 18, А50) была построена геологическая и гидродинамическая модель месторождения Есжан и выполнен и утвержден Пересчет запасов УВ (протокол ГКЗ РК № №2783-25-У от 27.11.2025 г.), на основе чего составлен настоящий Проект разработки.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

По месторождению Есжан с начала разработки накопленная добыча по состоянию на 01.01.2026 г. составила 34,5 тыс.т нефти и 41 тыс.т жидкости. Степень выработки запасов нефти на уровне 9 %, текущий КИН – 0,022 д.ед.

Промышленная разработка месторождения Есжан осуществлялась с 2018 г. согласно «Технологической схемы разработки-2017 г.». Выделен единственный I объект разработки - горизонт Ю-IVA+Б. В соответствии с положениями ТС по месторождению предусматривалось поэтапное наращивание добывающего фонда за счет ввода новых скважин. Было запроектировано бурение и ввод в эксплуатацию трех вертикальных добывающих скважин. Однако, вследствие пандемийных ограничений, реализация программы бурения в 2020-2022 гг. была приостановлена, и запланированные скважины не были пробурены.

По результатам проведенного анализа, при сравнении проектных и фактических показателей разработки за период 2018–2019 гг. уровень добычи нефти соответствовала проекту, несмотря что фонд добывающих скважин меньше на 1 ед. Две добывающие скважины эксплуатировались с большим дебитом нефти и меньшей обводненностью, чем было запроектировано.

В 2020 г. не было введено в разработку 1 запроектированная скважина, однако годовая добыча практически на уровне проектных величин. Это связано с тем, что добывающие скважины эксплуатировались с большим дебитом нефти. Отмечается, что фактический фонд добывающих скважин отстает от проектный на 50 %.

В 2021 г. при сравнении проектных и фактических показателей разработки наблюдается расхождение. Проектный уровень добычи нефти не был достигнут из-за меньшего количество добывающих скважин. Фактический фонд действующих скважин составил 2 ед. против проектный 5 ед. Не было введено в разработку запроектированная скважина. Также по действующим скважинам наблюдается уменьшение дебита нефти.

В 2022 г. продолжается расхождения между проектными и фактическими показателями разработки. Недостижения проектных величин по добыче нефти связано с отставанием фонда добывающих скважин. Фактический фонд действующих скважин составил 2 ед. против проектный 6 ед. Только в конце года пробурили 1 скважину (№17).

В 2020-2022 гг. из-за пандемии у Недропользователя не было возможности выполнить план по бурению скважин. В связи с чем не были достигнуты проектные уровни добычи нефти.

С учетом текущего состояния разработки и скорректированного графика бурения Недропользователя в 2022 г. был составлен Анализ разработки и принят протоколом ЦКРР РК № 32/6 от 6.10.2022 г. уточненные технологические показатели разработки в 2023-2024 гг., где было предусмотрено бурение двух эксплуатационных скважин (№17, 18).

В 2023 г. запроектированный объем добычи нефти составил 5 тыс.т, фонд добывающих скважин 3 ед., средний дебит нефти 5 т/сут. Однако, фактически эксплуатировались всего 2 скважины со средним дебитом 3 т/сут. Соответственно отбор нефти значительно отстает от проекта (на 50 %). Также пробуренная скважина №17, которая вскрыла продуктивные пласты не дала ожидаемых результатов. Данную скважину после испытания (3 месяца) перевели в консервацию.

Сравнение проектных и фактических технологических показателей разработки месторождения Есжан представлены в таблице 2.2.1

Таблица 2.2.1 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки месторождения Есжан

Показатели	2018		2019		2020		2021		2022		2023*		2024*	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти, тыс.т	2.6	2.8	2.3	2.35	4.9	4.34	10.3	4.48	14.4	5.27	5.22	2.51	6.63	1.89
Накопленная добыча нефти, тыс.т	16	13.66	18.2	16.01	23.2	20.35	33.5	24.83	48.1	30.11	34.55	32.62	41.18	34.51
Добыча жидкости, тыс.т	3.6	3	3.4	2.44	7.3	5.37	16	6.14	23.6	6.69	7.29	2.91	9.18	1.99
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	19.2	15.47	22.6	17.91	30	23.28	45.9	29.43	69.5	36.11	43.32	39.03	52.50	41.01
Обводненность среднегодовая (по весу), %	28.9	6.62	33.9	3.42	32.8	19.18	35.1	27.1	38.2	21.14	28.37	13.66	27.78	4.58
Темп отбора от НИЗ, %	0.8	0.84	0.7	0.7	1.5	1.3	3.2	1.34	4.6	1.58	1.56	0.75	1.99	0.57
Темп отбора от ТИЗ, %	0.8	0.87	0.7	0.73	1.6	1.37	3.3	1.43	4.8	1.71	1.71	0.83	2.21	0.63
Добыча нефтяного газа, млн.м ³	0.224	0.241	0.199	0.106	0.705	0.13	1.339	0.134	1.647	0.158	0.157	0.075	0.200	0.061
Накопленная добыча нефтяного газа, млн.м ³	1.3	1.088	1.5	1.194	1.7	1.324	2.4	1.458	3.8	1.617	1.750	1.692	1.950	1.753
Фонд добывающих скважин, ед.	3	2	3	2	4	2	5	2	6	3	3	3	4	3
в т.ч.: действующих	3	2	3	2	4	2	5	2	6	2	3	2	2	2
Среднегодовой дебит по нефти, т/сут	2.7	7.59	2.4	6.41	3.8	7.1	7.2	6.14	8.4	6.30	4.87	3.44	5.00	2.62
Среднегодовой дебит по жидкости, т/сут	3.8	8.13	3.6	6.64	5.6	8.79	11.1	8.43	13.5	7.99	6.80	3.99	7.00	2.75
Коэффициент эксплуатации доб. скв. д.ед.	0.9	0.67	0.9	0.8	0.9	1.0	0.9	1.0	0.9	0.98	0.9	0,7	0.98	0.99
Коэффициент использования доб. скв. д.ед.	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.67	0.95	0.50	0.50	0.50
Текущий КИН, %	1.1	0.93	1.2	1.09	1.6	1.38	2.3	1.69	3.3	2.05	2.35	2.22	2.80	2.35
Средний газовый фактор, м ³ /т	86.2	86	86.5	45.1	143.9	30	130	30	114.4	30.0	30.0	30.0	30.2	32.4
Выработка запасов нефти, %	4.8	4.09	5.5	4.79	6.9	6.09	10	7.43	14.4	9.01	10.34	9.77	12.33	10.33

Примечание: * - проектные технологические показатели разработки взяты с Анализа разработки -2022г.

В 2024 г. основные показатели разработки значительно отстают от проектных величин. Годовая добыча нефти составила 1,9 тыс.т против проектных 6,6 тыс.т. Средний дебит нефти 2,6 т/сут, против проектный 5 т/сут. Средняя обводненность 4 % против проектной 28 %. Дополнительным негативным фактором стало бурение новой скважины №18, которая вскрыла водонасыщенные пласты. В связи с чем, планируемый рост добывающего фонда и стабилизация добычи не были реализованы, что усугубило отставание от проектных величин.

Таким образом, за период 2021-2024 гг. при сравнении проектных и фактических показателей разработки месторождение Есжан наблюдается расхождение в сторону недостижения проектных величин. В основном это связано с отставанием количества добывающих скважин, а также с уменьшением дебита нефти. Необходимо отметить, что результаты бурения новых скважин (№17 и №18) не дали ожидаемых показателей по добыче.

Анализ выработки запасов нефти из пластов

Состояние выработки запасов нефти в данной работе оценивается на основании промысловых и геофизических данных по отборам нефти и жидкости, и продвижению ВНК, а также по коэффициенту нефтеизвлечения.

Промышленная разработка месторождения Есжан (I объект разработки - горизонт Ю-IV-А+Б) осуществляется с 2018 г. на упруговодонапорном режиме, с двумя скважинами.

Месторождение по запасам относится к мелким, залежи небольшие по площади, осложненные нарушениями и зонами замещения неколлектором.

Согласно отчету «Пересчет запасов - 2015 г.» (протокол ГКЗ РК №2783-25-У от 27.11.2025 г.), запасы нефти в целом по месторождению составили: С1 – геологические/извлекаемые: 1583/384 тыс.т; С2 – геологические/извлекаемые: 1152/211 тыс.т, в том числе в пределах Горного отвода: С1 – геологические/извлекаемые: 1583/384 тыс.т; С2 – геологические/извлекаемые: 507/93 тыс.т. В таблице 2.2.2 представлена выработка запасов нефти на дату отчета.

Таблица 2.2.2 – Выработка запасов нефти по месторождению Есжан на 01.01.2026 г.

Объект	Запасы нефти, тыс.т.			КИН, д.ед.		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Степень выработки запасов, %
	геологические	извлекаемые	остаточные	утвержденный	текущий		
I	1583	384	349,5	0,243	0,022	34,5	9
Всего по месторождению	1583	384	349,5	0,243	0,022	34,5	9

На дату анализа 01.01.2026 г. накопленная добыча нефти в целом по месторождению составила 34,5 тыс.т. Отбор от извлекаемых запасов составил 9%. Текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,022 д.ед., при утвержденный 0,243 д.ед. В течение промышленной разработки в эксплуатации находились всего 2 скважины №2 и №10.

Согласно «Анализу разработки...» в 2022-2023 гг. пробурено 2 скважины (№17 и №18). Однако бурения данных скважин не дали ожидаемых результатов, одну из них (№18) перевели в наблюдательный фонд.

Для достижения выработки утвержденных запасов необходимо бурить проектные скважины и провести ГТМ на существующих скважинах.

2.3. Физико-химические свойства нефти и газа

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований по 3 пробам из 2-х скважин (скв. №2, инт. 1994-2004 м), (скв. №10, инт. 1987-2000 м).

В процессе лабораторных исследований нефти в поверхностных условиях были определены основные свойства: физические – плотность в стандартных условиях, молекулярная масса; температура вспышки и застывания, кинематическая вязкость при 20°C, групповой углеводородный состав; фракционный состав. Параметры определены согласно действующим ГОСТам.

Результаты лабораторных исследований по скважинам, горизонтам, приведены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Физико-химические свойства и фракционный состав нефти в поверхностных условиях

Наименование		Количество исследованных		Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
		скв.	проб		скв.	проб		
Горизонт		Ю-IV-А			Ю-IV-Б			
Плотность разгазированной нефти, г/см ³		1	1	0,822	1	2	0,797 - 0,812	0,805
Вязкость, мПа*с								
при 20°С		-	-	-	1	2	3,25 - 14,9	9,09
при 50°С		1	1	3,721	1	2	2,02 - 8,27	5,15
Температура застывания, °С								
массовое содержание, %	серы	1	1	0,21	1	2	0,2 - 0,2	0,2
	смола силикагелевых	1	1	6,2	1	2	1,8 - 5,2	3,5
	асфальтенов	1	1	0,18	1	2	0,16 - 0,16	0,16
	парафинов	1	1	7,4	1	2	1,5 - 3,6	2,6
объемный выход фракций, %	н.к °С	1	1	70	1	2	55 - 65	60
	до 200°С	1	1	20	1	2	32 - 34	33
	до 250°С	1	1	27	1	2	42 - 45	44
	до 300°С	1	1	39	1	2	56 - 64	60
	до 350°С	1	1	50	1	2	70 - 74	72

Исследованиями нефти охарактеризованы горизонты: Ю-IV-А - 1 пробой из скважины №10; Ю-IV-Б – 2 пробами из скважины №2, из них дополнительно изучена 1 проба из скважины №2.

Проба нефти, отобранная с продуктивного **горизонта Ю-IV-А**, скважины №10 по типу нефти относится к особо легкой нефти, с плотностью 0,822 г/см³. Кинематическая вязкость при температуре 30 оС составляет 9,508 мм²/с, при 50 оС – 5,388 мм²/с.

По содержанию высокомолекулярных парафинов, поверхностная нефть горизонта Ю-IV-А высокопарафинистая (7,4 % масс.), по содержанию смол – малосмолистая 6,2 % масс.). Содержание асфальтенов в нефти составляет 0,18 %. Значительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания нефти, которая составляет плюс 21 оС. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистых нефтей, т.к. содержание общей серы составляет 0,21 % массовых.

Температура начала кипения нефти плюс 70 оС. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет: до температуры 300 оС - 39 % об., до температуры 350 оС - 50 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 оС составляет 20 % об.

Нефть, отобранная со скважины №2 **горизонта Ю-IV-Б** легкая с соответствующей ей кинематической вязкостью, малосернистая, парафинистая.

Плотность нефти изменяется от 0,797 до 0,812 г/см³ и характеризуется как легкая, кинематическая вязкость составляет при температуре 20 оС – 9,1 мм²/с, при 50 оС – 5,1 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 2,6 %, асфальтенов – 0,16 %, смол – 3,5 %. Незначительное количество высокомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило не высокую температуру застывания нефти, которая составляет плюс 5 оС. По содержанию общей серы нефть относится к классу малосернистых нефтей, т.к. содержание общей серы составляет 0,20 % массовых.

Температура начала кипения нефти составляет 60оС. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет: до температуры 300 оС - 60 % об, до температуры 350 оС - 72 % об. Выход бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 оС составляет 33 % об.

Свойства нефти в пластовых условиях

Физические свойства нефти горизонта Ю-IV (пласты А и Б) в пластовых условиях изучены по 9 пробам из 2-х скважин (№№ 2, 10), из них дополнительно изучены состав и свойства нефти по 3 пробам из скважины № 2.

Пластовая нефть среднеюрского **горизонта Ю-IV-А** охарактеризована тремя глубинными пробам, отобранными из скважины № 10 (глубина отбора 1994 м).

Плотность нефти в среднем составляет 0,697 г/см³, вязкость 0,51 мПа*с. Давление насыщения при пластовой температуре составляет 10,83 МПа, газосодержание – 180,26 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,340.

Пластовая нефть среднеюрского **горизонта Ю-IV-Б** охарактеризована шестью глубинными пробами, отобранными из скважины № 2 (глубина отбора 2000 м).

Плотность нефти изменяется от 0,563 до 0,607 г/см³, в среднем составляя 0,589 г/см³, вязкость 1,1 мПа*с. Давление насыщения при пластовой температуре составляет 7,57 МПа, газосодержание – 80,86 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,105.

Газосодержание, объемный коэффициент дополнительно отобранных глубинных проб, разноречивы, имеют аномально высокие значения и признаны не кондиционными.

Результаты лабораторных исследований по скважинам, горизонтам, пластам и блокам приведены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение	Количество исследованных		Диапазон изменения			Сред. значение
	скв.	проб					скв.	проб				
Горизонт	Ю-IV-А						Ю-IV-Б					
Давление насыщения газом, МПа	1	3	10,55	-	11,1	10,83	1	6	5,7	-	9,4	7,6
Газосодержание, м³/т	1	3	170,5	-	188,3	180,26	1	3	72,69	-	86,04	80,9
Пластовая температура, °С	1	3	75	-	75	75	1	6	71	-	74	73
Пластовое давление, МПа	1	3	12,82	-	12,82	12,82	1	6	9,12	-	10,61	9,9
Плотность пластовая, г/см³	1	3	0,67	-	0,731	0,7	1	6	0,563	-	0,607	0,589
Плотность сепарированной нефти (при 20°С) г/см³	1	3	0,822	-	0,822	0,822	1	6	0,817	-	0,839	0,829
Вязкость, мПа*с	1	3	0,49	-	0,53	0,51	1	6	0,72	-	1,55	1,1
Объемный коэффициент	1	3	1,268	-	1,353	1,34	1	3	1,068	-	1,136	1,105
Усадка, %	1	3	21,14	-	28,6	25,3	1	6	6,37	-	37,93	21,32
Коэффициент растворимости газа, м³/м³*МПа	1	3	13,29	-	13,94	13,67	1	6	10,163	-	13,4	11,35

Состав и свойства растворенного газа в нефти

Газ среднеюрского **горизонта Ю-IV-А «жирный»**, содержание метана составляет 56,233 % мольн. этана – 14,746 % мольн, пропана – 13,284 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа достигает до 1,633 % мольн, и азота - 2,637 % мольн, сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,155 г/л. (таблица 2.3.3)

Содержание пропан-бутановой фракции в нефтяном газе составляет 19,806 % мольн, что является ценным сырьем для получения сжиженного газа.

Газ среднеюрского **горизонта Ю-IV-Б «жирный»**, содержание метана составляет 45,6 % мольн, этана – 16,7 % мольн, пропана – 11,4 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа достигает до 1,70 % мольн, и азота – 3,84 % мольн, сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,34 г/л.

Содержание пропан-бутановой фракции составляет более 20 % мольн, что является ценным сырьем для получения сжиженного газа.

Таблица 2.3.3 – Компонентный состав растворенного газа

Наименование	Количество исследованных		Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		скв.	проб		

Горизонт	Ю-IV-A			Ю-IV-A					
Метан	1	1	56,2	1	2	42,7	-	48,4	45,6
Этан	1	1	14,7	1	2	16,2	-	17,3	16,7
Пропан	1	1	13,28	1	2	11,1	-	11,7	11,4
Изо-бутан	1	1	2,9	1	2	5,9	-	6,8	6,3
Н-бутан	1	1	3,6	1	2	6,3	-	7,2	6,7
Изо-пентан	1	1	1,1	1	2	2,1	-	2,3	2,2
Н-пентан	1	1	1,2	1	2	2,7	-	2,7	2,7
Гексаны	1	1	0,4	1	2	0,5	-	0,6	0,6
Углекислый газ	1	1	1,6	1	2	1,6	-	1,8	1,7
Азот	1	1	2,6	1	2	3,6	-	4,1	3,84
Сероводород	1	1	отс	1	2	отс	-	отс	отс
Абс.плотность, г/см ³	1	1	1,155	1	2	1,31	-	1,37	1,34

Физические свойства и химический состав пластовых вод

По месторождению Есжан физико-химические свойства пластовых вод изучены по одной пробе из скважины №2 (инт.1994-2004 м, горизонт Ю-IV-Б).

Проба воды была проанализирована в 2011 г. лабораторией ТОО «Каспиймунайгаз».

Вода горизонта характеризуется плотностью 1,073 г/см³, pH 6,75 общей минерализацией 108,95 г/дм³, жесткостью 460 мг-экв/л.

По классификации В.А.Сулина относятся к хлориднокальциевым.

2.4. Запасы нефти и газа

В 2016 г. был выполнен и утвержден в ГКЗ РК (протокол №1715-16-У от 21.10.2016 г.) «Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и газа месторождения Есжан Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию на 02.01.16 г.».

В 2025 г. по результатам бурения новых скважин, также переинтерпретации сейсмических данных 3Д, была построена геологическая и гидродинамическая модель месторождения и выполнен «Пересчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2025 г.» (протокол ГКЗ РК №2783-25-У от 27.11.2025 г.). Запасы, принятые в ГКЗ РК на Государственный баланс полезных ископаемых РК составили:

нефть:

C₁ – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т;

C₂ – геологические 1152 тыс.т, извлекаемые 211 тыс.т.

растворенный газ:

C₁ – геологические 153,3 млн.м³, извлекаемые 37,2 млн.м³;

C₂ – геологические 142,1 млн.м³, извлекаемые 25,9 млн.м³.

в том числе в пределах Горного отвода:

нефть:

C₁ – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т;

C₂ – геологические 507 тыс.т, извлекаемые 93 тыс.т.

растворенный газ:

C₁ – геологические 153,3 млн.м³, извлекаемые 37,2 млн.м³;

C₂ – геологические 89,9 млн.м³, извлекаемые 16,4 млн.м³.

в том числе за пределами Горного отвода:

нефть:

C₂ – геологические 645 тыс.т, извлекаемые 118 тыс.т.

растворенный газ:

C₂ – геологические 52,2 млн.м³, извлекаемые 9,5 млн.м³.

2.5. Техника и технология добычи нефти и газа

2.5.1. Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

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

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

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- схема расположения проектных добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- наличие близлежащих существующих объектов подготовки нефти.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- ✓ обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- ✓ обеспечить точный замер дебита нефти каждой скважины;
- ✓ обеспечить учет добычи нефти месторождения в целом;
- ✓ обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- ✓ обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- ✓ обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- ✓ обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

Технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции для всех вариантов разработки месторождения следующая:

Нефтегазовая смесь (НГС) от скважин поступает по индивидуальным выкидным линиям на 2 автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ-01, 02,). В АГЗУ осуществляется замер дебита каждой скважины с помощью расходомеров (FIQ). после замера продукция скважин объединяется в общий коллектор и направляется на этап сепарации.

Разделение смеси происходит в нефтегазовых сепараторах НГС-80м³, VE-01 и VE-02. Выделившаяся жидкость (нефтяная эмульсия) поступает в фильтр-сетчатый F-01 для очистки от механических примесей. после очистки жидкость подается на три параллельных насоса перекачки жидкости НБ-125 (РС-01, 02, 03). Насосы прокачивают жидкость через печи подогрева ПП-0,63 (Н-01А, Н-01В), где нагревается.

Подогретая нефтяная эмульсия проходит через узел учета (УУН), направляется в магистральный нефтесборный коллектор диаметром 200мм ДНС Карабулак-ЦППН Кенлык протяженностью 12 км.

2.5.2. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В соответствии с решением Протокола №2.2 от 27.11.2019 г. Рабочей группы по выработке предложений по утверждению программы развития сырого, в составе которой представители Министерство Энергетики РК, АО НК «КазМунайГаз», ТОО «Саутс-Ойл», на месторождении Есжан сжигание попутно-добываемого газа не предусмотрено. Весь добываемый газ используется для собственных нужд. Попутный газ, выделившийся в сепараторах НГС (VE-01 и VE-02), проходит следующие этапы: газ поступает в газосепаратор (VE-03) для отбивки капельной жидкости, а затем направляется на дожимные компрессорные станции (ДКС-01, 02, 03), где компримируется и поступает в блок подготовки топливного газа (БПТГ-01).

Затем распределяется на собственные нужды: часть подготовленного газа (Гт) используется в качестве топлива для печей подогрева ПП-0,63 (Н-01А, Н-01В) и газотурбинной электростанции ПАЭС (ГТУ-01, 02 мощностью 2 $\times$ 2500 кВт $Q_g=2200$ м³/час). Остальная часть газа (излишек) также компримируется на дожимной компрессорной станции (ДКС-01, 02, 03) и подается в газопровод в газопровод ГУ-4 Кенлык -ДКС Кенлык протяженностью 17 км через узел учета (УУГ). Избыток газа или его поток при аварийных ситуациях направляется на факельную установку (FS-01, FA-01/02).

2.5.3. Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

В качестве источника рабочего агента для поддержания пластового давления рассматривается собственные пластовые воды продуктивных горизонтов месторождения и воды палеозоя (Pz) и арыскума (K1ar).

Требования к качеству закачиваемых вод

Вода, прошедшая очистку, должна соответствовать требованиям, согласно «СТ РК 1662-2007. Воды для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды».

Показатели и нормы качества воды:

1. Водородный показатель (рН).

Значение рН должно находиться в пределах от 4.5 до 8.5.

2. Фильтрационная характеристика.

При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.

3. Совместимость с пластовой водой и породой.

При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с пунктом №1.

4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти.

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90 % частиц не крупнее 5мкм;

При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.

5. Содержание нефти и механических примесей.

В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание механических примесей устанавливается по таблице 2.5.3.1.

Таблица 2.5.3.1 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления

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

6. Содержание растворенного кислорода.

Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0.5 мг/л.

7. Набухание пластовых глин.

Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8. Коррозийная активность.

При коррозионной активности воды свыше 0,1 мг/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506

9. Содержание сероводорода.

В воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды, которых не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ).

Не допускается присутствие (СВБ) в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

11. Содержание ионов трехвалентного железа.

При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Исходя из свойств коллекторов, закачиваемые воды должны удовлетворять следующим требованиям:

- содержание механических примесей – менее 30 мг/л;
- содержание нефтепродуктов - менее 30 мг/л.

Несоблюдение данных требований может способствовать закупорке поровых каналов мех. примесями, окисленной нефтью и биомассой, образующейся в пласте, в процессе развития биогенной сульфатредукции.

Наличие в нагнетаемой воде нефтепродуктов, особенно окисленных, способствует агрегации взвешенных частиц, что приводит к загрязнению призабойной зоны, колюматации порового пространства и снижению приемистости нагнетательных скважин.

Снижение приемистости является основным следствием осадконакопления и главной причиной остановок нагнетательных скважин на проведение подземного или капитального ремонта.

2.5.4. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с техническим проектом на бурение скважин.

Технические проекты на бурение скважин составляются в соответствии с требованиями, изложенными в нормативно-технической документации на бурение скважин, утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов. Не допускается проведение работ по бурению скважин без утвержденного технического проекта.

В проектах предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов;

При проектировании бурения скважин руководствуются действующими нормативными документами по всем основным видам работ и охране окружающей среды.

Конструкции скважин представляют собой комплекс обсадных колонн с необходимыми диаметрами и длинами, зацементированными заколонными пространствами, определенным оборудованием прискважинной области продуктивных пластов и оборудованием устья скважин.

В соответствии с Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр (ЕПРКИН) и Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (ПОПБ) при разработке конструкции скважин следует руководствоваться следующими правилами:

Конструкции скважин обеспечивают надежность, технологичность и безопасность их бурения и эксплуатации, в том числе:

1) максимально возможное использование продуктивности объектов разработки в процессе эксплуатации скважин за счет оптимальных диаметров эксплуатационных колонн и конструкций забоя;

2) возможность применения эффективного оборудования для оптимальных способов и режимов эксплуатации скважин в условиях применения запроектированных методов воздействия на пласты или использования природных режимов залежей;

3) безопасное ведение работ без аварий и осложнений на всех этапах бурения и эксплуатации скважин;

4) получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

5) охрану недр, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств для изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от дневной поверхности;

6) максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважин;

7) условия для производства в скважинах при их эксплуатации ремонтных и исследовательских работ;

8) возможность установки клапанов-отсекателей, пакерующих и других устройств;

9) проведение испытания на прочность и герметичность.

Оптимальное число обсадных колонн, глубина их спуска определяется количеством зон несовместимыми с условиями бурения по градиентам пластовых давлений и давлений гидроразрыва (прочности и устойчивости пород, зон с интенсивными поглощениями).

В таблице 2.5.4.1 приведены конструкции пробуренных скважин на месторождении Есжан.

Таблица 2.5.4.1 – Рекомендуемая конструкция скважин

№№ скв.	Категория скважины	Глубина, м		Горизонт		Конструкция скважины		
		проект	факт	проект	факт	Ø колонны, мм	глубина спуска, м	подъем цемента, м
2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	развед.	1750	1805	PZ	J ₂	245	886,5	до устья
						324	203	до устья
						168	1802	до устья
2	развед. эксплуат.	2250	2256	PZ	PZ	245	799,3	до устья
						324	201	до устья
						168	2037	-

№№ скв.	Категория скважины	Глубина, м		Горизонт		Конструкция скважины		
		проект	факт	проект	факт	Ø колонны, мм	глубина спуска, м	подъем цемента, м
2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	развед.	2250	2116	PZ	PZ	245	795,8	до устья
						324	258	до устья
						168	2037	до устья
4	развед.	2250	2255	PZ	PZ	245	804,1	до устья
						324	199	до устья
						168	2246	до устья
5	развед.	2250	2251	PZ	PZ	245	798	до устья
						324	193	до устья
						168	2206	до устья
6	развед.	2250	2250	PZ	PZ	245	801	до устья
						324	204	до устья
						отс.	Отс.	-
7	развед.	2250	2665	PZ	PZ	245	621	до устья
						324	196	до устья
						168	2650	до устья
8	развед.	2250	2400	PZ	PZ	245	801	до устья
						324	200	до устья
9	развед.	2250	2114	PZ	J ₂	245	797	до устья
						324	196	до устья
						168	2042	-
10	развед. эксплуат.	2250	2259	PZ	J ₂	245	799	до устья
						324	198	до устья
						168	2193	-
11	развед.	2250	2250	PZ	J ₂	245	800,41	до устья
						324	199,6	до устья
						168	2120,21	до устья
12	развед.	2250	2200	PZ	PZ	245	799,11	до устья
						324	198,2	до устья
						168	2209,87	до устья
13	развед.	2250	2250	PZ	J ₂	245	799,97	до устья
						324	207,6	до устья
						168	2178,04	до устья
14	развед.	2250	2253	PZ	J ₂	245	807,13	до устья
						324	260,66	до устья
						168	2213,1	до устья
15	развед.	2250	2250	PZ	PZ	245	800,7	до устья
						324	199,88	до устья
						168	2245,51	до устья
16	развед.	2250	2426	PZ	PZ	245	801,32	до устья
						324	177,08	до устья
						168	2298,82	до устья
17	добыв.	2250	2274	PZ	PZ	245	798	до устья
						324	177,08	до устья
						168	2274,2	до устья
18	добыв.	2250	2244	PZ	PZ	245	798	до устья
						324	177,08	до устья
						168	2274,2	до устья
A50	развед.	2250	2426	PZ	PZ	245	801,32	до устья
						324	177,08	до устья
						168	2298,82	до устья

В рамках проекта разведочных работ по рекомендуемому варианту 2, в 2026 г. планируется бурения 7 эксплуатационных (2250 м), 2 оценочных (2700 м) и 1 поисковой (3500 м) скважины.

Таблица 2.5.4.2 – Рекомендуемая конструкция для 7 эксплуатационных скважин (вариант 2)

Название обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска
Кондуктор	323,9	200
Промежуточная	244,5	800
Эксплуатационная	168,3	2250

Таблица 2.5.4.3 – Рекомендуемая конструкция для 2 оценочных скважин (варианты 2 и 3)

Название обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска
Кондуктор	323,9	200
Промежуточная	244,5	800
Эксплуатационная	168,3	2700

Таблица 2.5.4.4 – Рекомендуемая конструкция для поисковой скважины (варианты 2 и 3)

Название обсадной колонны	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска
Кондуктор	426	200
1 Промежуточная	323,9	800
2 Промежуточная	244,5	2250
Эксплуатационная	168,3	3500

Допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах ± 250 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин ± 300 м) (ЕПРКИН).

Выбор обсадных труб проводится с учетом избыточных ожидаемых наружных и внутренних давлений, осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида, как на стадиях строительства, так и при эксплуатации скважины.

Прочность обсадных колонн с устьевым оборудованием и противовыбросовым оборудованием (ПВО) должны обеспечивать безопасность при:

- 1) герметизации устья и задавке скважины при ликвидации ГНВП, выброса, открытом фонтанировании;
- 2) воздействие гидростатического и динамического давления бурового раствора, максимальной плотности, находящейся в колонне;
- 3) воздействие максимальных сминающих нагрузок при ГНВП, открытом фонтанировании, зон поглощения и текучести;
- 4) воздействие вертикальных нагрузок на растяжение и смятие.

Конструкция устья скважины и колонной головки с целью предупреждения и ликвидации аварий и ГНВП предусматривают:

- 1) подвеску с расчетной натяжкой промежуточных и эксплуатационных колонн с учетом компенсации температурных деформаций на стадиях работы скважины (колонны), и подвеску колонны буровых труб на ПВО;
- 2) контроль за флюидопроявлениями за обсадными колоннами;
- 3) возможность аварийной задавки скважины.

2.6. Анализ текущего состояния разработки и характеристика фонда скважин

Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

На месторождении Есжан по состоянию на 01.01.2026 г. общий фонд пробуренных скважин составляет 19 ед., в т. ч. добывающий фонд - 3 ед. (№ 2, 10, 17) и все находятся в консервации с 2025 г. Добывающие скважины эксплуатировались фонтанным (№2) и механизированным (№10) способом (ШГН), средний дебит скважин по нефти – 2,6 т/сут, по жидкости – 2,7 т/сут. В наблюдательном фонде числятся 10 скважин (№ 3, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, А-50) и ликвидированы 6 скважин (№ 1, 4, 5, 6, 7, 8). В таблице 2.6.1 представлена характеристика фонда скважин.

Таблица 2.6.1 – Характеристика фонда скважин на 01.01.2026 г.

Характеристика	Кол-во	Номера скважин	Итого
Всего пробурено			19
Фонд добывающих скважин			

	Всего	3	2, 10, 17	3
в том числе:				
действующие		0		
в консервации		3	2, 10, 17	3
ликвидированные		6	1, 4, 5, 6, 7, 8	6
Фонд специальных скважин				
	Всего	10		10
из них: наблюдательные		10	3, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, А-50	10

В 2008-2011 гг. согласно Проекта разведки-2008 г. пробурено 7 поисковых скважин (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7), из них 5 скважин ликвидированы по геологическим причинам.

В 2011-2012 гг. согласно Проекта поисковых работ-2011 г. пробурено 3 скважин (№№ 8, 9, 10), из них одна скважина по геологическим причинам ликвидирована.

В 2013-2014 гг. согласно Проекту пробной эксплуатации-2013г. пробурено 6 скважин (№№ 11, 12, 13, 14, 15, 16). На дату отчета данные скважины находятся в наблюдательном фонде.

В 2022-2023 гг. согласно Анализу разработки-2022 г. пробурено 2 эксплуатационные скважины (№17 и №18), а также одна поисковая (№А50) на V блоке. Из них 2 скважины находятся в наблюдательном фонде.

Скважина №1 вскрыла юрские отложения, которые по данным ГИС оказались водоносными, скважина ликвидирована без испытания.

В скважине №2 при испытании интервала 1994-2004 м (дошанская свита) был получен промышленный приток нефти дебитом 27 м³/сут (на штуцере диаметром 11 мм). Скважина №2 является первооткрывательницей месторождения Есжан, за период разработки из данной скважины отобрано 24 тыс.т нефти. На дату отчета находится в консервации.

В скважине №3 по данным ГИС и результатам испытания коллектора в отложениях палеозоя, юры и мела – водонасыщенные, скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №4 пробурена далеко за пределами участка Есжан. В результате испытания скважины установлено, что палеозойские, юрские и меловые отложения водонасыщенные, скважина ликвидирована.

В скважине №5 в 2011 г. испытаны 3 объекта (инт. перф. 2152-2160 м; 2072-2080 м; 2008-2012 м), отсутствует приток - скважина ликвидирована.

Скважина №6 пробурена в северо-западной части контрактной территории также далеко за пределами месторождения, на расстоянии 6,9 км от скважины №4. По данным ГИС все объекты в скважине водонасыщенные, скважина ликвидирована без испытания.

Скважина №7 пробурена на расстоянии 3,4 км на северо-востоке от скважины №6. При испытании всех объектов (4) в отложениях юры - не получен приток. Скважина ликвидирована.

Скважина №8 вскрыла палеозойские отложения. По данным испытаний скважина оказалась непродуктивной и была ликвидирована по геологическим причинам.

Скважина №9. По данным ГИС в разрезе скважины выделены несколько нефтесодержащих коллектора в отложениях дошанской свиты средней юры. При испытании интервала 1986-1991 м (Ю-IV-Б горизонт) был получен приток нефти дебитом 2 м³/сут. При испытании Ю-IV-А горизонта (инт. перф. 1868-1875 м) получена вода плотностью 1 г/см³ с плёнкой нефти. С 22 по 31 мая 2013 г. в данной скважине провели опробование интервала 1842-1853 м (Ю-IV-А горизонт). Вызов притока осуществляли снижением уровня компрессированием, однако приток жидкости не получен. После перевода скважину на механизированный способ (ШГН) получен приток нефти 3,2 м³/сут с обводнёностью 70 %. По состоянию на 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде, отобрано всего 0,2 тыс.т.

В скважине №10 проведено испытание в эксплуатационной колонне в отложениях дошанской свиты в интервалах 2058-2062 м и 1987-2000 м. Получен приток нефти дебитом, соответственно 30 и 136 м³/сут. С начала разработки (на 01.01.2026 г.) накопленная добыча нефти составила 8,5 тыс.т, находится в консервации.

Скважина №11 пробурена на юго-восток от скважины №15 на расстоянии 800 м. В скважине испытаны четыре объекта, из них в 2-х объектах получен приток пластовой воды и в 2-х приток не получен. Фактический/проектный забой - 2250 м. На 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №12 пробурена на юго-восток от скважины №11 на расстоянии 1200 м. В скважине испытаны три объекта, получены притоки пластовой воды, фактический забой составил 2200 м, при проектной глубине 2250 м. На 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №13 пробурена на юго-запад от скважины №10 на расстоянии 550 м. Испытание скважины произведен из двух объектов, из интервала 2011-2014 м был получен приток воды с пленкой нефти, из интервала 2124-2129 м получен приток пластовой воды. На 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №14 пробурена на юго-восток от скважины №9 на расстоянии 700 м. При испытании скважины из трех объектов получен приток пластовой воды. Фактический забой - 2253 м. На 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №15 пробурена на юго-восток от скважины №14 на расстоянии 700 м. В результате проведенных в скважине испытаний из интервала 1858.6-1859.6 м и 1874-1882 м получен незначительный приток нефти дебитом 0,3 м³/сут. На 01.01.2026 г. скважина находится в наблюдательном фонде, отобрано всего 0,036 тыс.т нефти.

Скважина №16 пробурена на юго-восток от скважины №12 на расстоянии 2000 м. Скважина вскрыла палеозойские отложения, фактический забой ее составил 2426 м. По данным испытаний скважина оказалась водоносной. На 01.01.2026 г. данная скважина находится в наблюдательном фонде.

Скважина №17 на дату отчета закончена бурением и находится в консервации. По результатам интерпретации ГИС открытого ствола, коллектора Ю-IV-А горизонта водонасыщенные, а по горизонту Ю-IV-Б в коллекторах выделены нефтеносные интервалы со средней нефтенасыщенностью 0,65 д.ед. В период испытания (август-ноябрь 2022 г.) средний дебит по нефти и жидкости составили 17 и 18 т/сут, соответственно. Всего отобрано 1,8 тыс.т нефти, скважина находится в консервации.

Скважина №18 находится в наблюдательном фонде. По результатам интерпретации ГИС открытого ствола, коллектора горизонтов – водонасыщенные, скважина находится в наблюдательном фонде.

За период разработки на I объекте разработки (горизонт Ю-IVБ и Ю-IVA) эксплуатировались всего две скважины: №2 и №10.

3. 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

3.1. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

3.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Настоящим подразделом в рамках Проекта разработки месторождения Есжан определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха, в данном случае в настоящем разделе оценивается реализация проектных решений **по трем вариантам разработки** рассматриваемого месторождения.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 2.5 «Техника и технология добычи нефти и газа».

Источниками воздействия на атмосферный воздух при разработке месторождения Есжан, в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства, необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья. При этом также источниками воздействия на атмосферный воздух являются буровые установки и технологическое оборудование задействованное в проведении гидроразрыва пласта или соляно-кислотной обработке.

Загрязнение при регламентной эксплуатации месторождения предполагается в результате выделения различных фракций углеводородов от технологического оборудования и неплотностей (ЗРА, ФС, ПК), а также от работы дизельных электростанций и генераторов, печей подогрева, котельной и газотурбинных электростанций. Помимо этого, ожидаются эмиссии в результате работы буровой установки и дизельных генераторов, входящих в ее комплект, эксплуатации факела, накопительной емкости и пунктов автоналивной система налива нефти и иных вспомогательных объектов, и установок.

На период регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (на год максимальной добычи)

По рекомендуемому варианту 2 на этапе промышленной разработки месторождения Есжан при регламентной эксплуатации оборудования (на год максимальной добычи, без бурения скважин) количество источников загрязнения атмосферного воздуха составит 50 единиц, из них 19 источников загрязнения – организованные, и соответственно 31 источника - неорганизованные.

Организованные:

- ист.№ 0101, 0102 - Печи подогрева ПП-0,63
- ист.№ 0103, 0104 - Газотурбинная электростанция ПАЭС
- ист.№ 0105-0108 - Накопительные емкости для нефти
- ист.№ 0109 - ДЭС типа А-41
- ист.№ 0110 - Емкость V-1,0 м3 для дизельного топлива
- ист.№ 0111 - Емкость для масла
- ист.№ 0112-0115 - Продувочные свечи
- ист.№ 0116 - Цементируочный агрегат ЦА-320
- ист.№ 0117 - Установка для ремонта скважин (КРС)
- ист.№ 0118 - Котельные
- ист.№ 0119 - Пропарочный агрегат

Неорганизованные:

- ист.№ 6101-6111 - Площадка устья скважин (ЗРА, ФС, ПК)
- ист.№ 6112-6113- Нефтегазосепараторы НГС-80
- ист.№ 6114 - Блок подготовки топливного газа БПТГ-0,1
- ист.№ 6115-6117 - Насосы НБ-125

- ист.№ 6118-6119 - Автоналивная (стояк налива нефти)
- ист.№ 6120-6121 - Дренажная емкость
- ист.№ 6122-6124 - Дожимные компрессорные станции
- ист.№ 6125-6127 - Выкидные линии
- ист.№ 6128-6130 - Межплощадочные трубопроводы
- ист.№ 6131 - Узел разгрузки цемента (приготовление раствора)

Количество источников загрязнения атмосферы для каждого из вариантов разработки на перспективу развития предприятия было принято с учетом существующего положения, представленного в проектах нормативов эмиссий для рассматриваемого месторождения.

В то же время для вариантов разработки 1 (базовый) и 3 (альтернативный) проектное количество источников может изменяться в зависимости от принятых проектных решений по вводу добывающих скважин в эксплуатацию и соответствующему обустройству месторождения. Ориентировочно данный показатель может составлять от 43 источников для варианта 1 и до 54 источников для варианта 3.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в ПРМ рассмотрены 3 варианта разработки (базовый, рекомендуемый и альтернативный).

- Вариант 1 - базовый, разработка месторождения осуществляется на режиме истощения пластовой энергии с существующим добывающим фондом.
- Вариант 2 - рекомендуемый, система разработки аналогична первому варианту. Дополнительно запроектировано бурение 7 добывающих скважин, также в целях доразведки - бурение 2 оценочных и 1 поисковой скважины.
- Вариант 3 - разработка месторождения осуществляется с ППД, путем перевода 3 скважин под нагнетание воды, также предусмотрено дополнительное бурение 4 эксплуатационных скважин, всего бурение 11 добывающих скважин и 3 скважин на доразведку по данному варианту.

По всем вариантам разработки предусматривается расконсервация и ввод из наблюдательного фонда 4 существующих скважинах в 2026 году.

Для вариантов 2 и 3 проектными решениями ПРМ в целях доразведки месторождения в 2026-2027гг. предусматривается строительство 2 оценочных скважин глубиной 2700м (± 250 м) и 1 поисковой скважины глубиной 3500м (± 250 м).

На период строительства добывающих, оценочных и поисковой скважин, а также при работах по расконсервации и выводу из наблюдательного фонда на месторождении Есжан.

На этапе проведения **строительно-монтажных и подготовительных работ (СМР)** количество источников выбросов загрязняющего вещества составит 6 единиц, из них 4 источника загрязнения, расположенные на площадке бурения скважины – неорганизованные, и соответственно 2 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. №0001 – сварочный агрегат АДД
- ист. №0002 - дизельная электростанция АД-200

Неорганизованные источники:

- ист. №6001 - планировочные работы (бульдозер);
- ист. №6002 - выемочно-погрузочные работы (экскаватор);
- ист. №6003 – уплотнение грунта (катки);
- ист. №6004 - работа машин и механизмов (строительная техника, работающая на д/т).

При проведении **работ по бурению и креплению скважины**, выявлено 19 источников загрязнения, 7 источников организованные, остальные 12 – неорганизованные, из них:

Организованные источники:

- ист. №№0003-0004 – Дизель генератор привода буровой установки CAT 3406 (2 ед.);
- ист. №№0005-0006 – Дизель генератор привода буровых насосов PZ12V190B (2 ед.);
- ист. №0007 – Цементировочный агрегат ЯМЗ-236HE2;
- ист. №0008 – Паровой котел;
- ист. №0009 – Дизельная электростанция АД-200;

Неорганизованные источники:

- ист. №6005 – узел разгрузки цемента (приготовление раствора);
- ист. №6006 – склад хранения хим. реагентов;

- ист. №6007 – емкость для хранения бурового раствора;
- ист. №6008 – система очистки бурового раствора;
- ист. №6009 – насос для закачки бурового раствора в емкости;
- ист. №6010 – контейнер для хранения бурового шлама;
- ист. №6011 – насос для подачи ГСМ к дизелям;
- ист. №6012 – емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. №6013 – емкость для хранения масла;
- ист. №6014 – емкость для хранения пластовой жидкости;
- ист. №6015 – сварочный пост;
- ист. №6016 – ремонтная-мастерская.

На стадии проведения **работ по испытанию оценочной и поисковой скважин**, включая методы интенсификации притока (СКО, ГРП) количество источников загрязнения составит 17 единиц, из них 10 организованных и 7 неорганизованных:

Организованные источники:

- ист. №0010 – факел;
- ист. №0011 – установка для освоения (испытания) ЯМЗ-6581.10-06;
- ист. №0012 – цементируемый агрегат ЦА-320М;
- ист. №0013 – дизельная электростанция АД-200;
- ист. №0014-0015 – насосный агрегат КТГJ70-12 (2 ед.);
- ист. №0016 – установка смесительная МС-600;
- ист. №0017 – УНЦ-200х50;
- ист. №0018 – цементируемый агрегат ЦА-320М;
- ист. №0019 – емкости для нефти.

Неорганизованные источники:

- ист. №6017 – скважина (ЗРА и ФС);
- ист. №6018 – нефтегазосепаратор;
- ист. №6019 – насос для подачи ГСМ к дизелям;
- ист. №6020 – пункт налива нефти;
- ист. №6021 – емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. №6022 – емкость для хранения масла;
- ист. №6023 – узел разгрузки цемента.

Согласно проектных решений ПРМ на период реализации намечаемой деятельности по разработки месторождения Есжан от стационарных и передвижных источников загрязнения ожидается поступление выбросов загрязняющих веществ **29 наименований**.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу: Железо (II, III) оксиды (3 класс), Калий хлорид (4 класс), Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (2 класс), диНатрий карбонат (3 класс), Азота (IV) диоксид (2 класс), Азот (II) оксид (3 класс), Сажа (3 класс), Сера диоксид (3 класс), Сероводород (2 класс), Углерод оксид (4 класс), Фтористые газообразные соединения (2 класс), Фториды неорганические плохо растворимые (2 класс), Пентан (4класс), Метан (ОБУВ), Изобутан (4класс), Смесь углеводородов предельных C1-C5 (ОБУВ), Смесь углеводородов предельных C6-C10 (ОБУВ), Бензол (2 класс), Диметилбензол (3 класс), Метилбензол (3 класс), Бенз/а/пирен (1 класс), Хлорэтилен (1 класс), Проп-2-ен-1-аль (2 класс), Формальдегид (2 класс), Масло минеральное нефтяное (ОБУВ), Алканы C12-19 (4 класс), Взвешенные частицы (3 класс), Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс), Пыль абразивная (ОБУВ).

Основными производственными операциями (этапами) на период бурения оценочных и поисковой скважин являются:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление;
- подготовительные работы к испытанию, в том числе интенсификация притока нефти;
- испытание скважины.

Строительно-монтажные работы включают:

- насыпь под полотно дороги;
- планировки площадки под буровую;
- обваловка вокруг площадки буровой;

- обваловка площадки ГСМ и др.

Подготовительные работы к бурению состоят из следующих видов работ:

- стыковка технологических линий;
- проверка работоспособности оборудования.

Монтируется оборудование буровой.

Площадки буровой, расположения емкостей для шлама и склада ГСМ обваловываются.

Бурение скважины производится буровой установкой достаточной грузоподъемности, соответствующей целям бурения.

Продолжительность цикла работ на скважинах согласно проектам-аналогам:

- бурение 1 добывающей скважины всего 50 суток;
- расконсервация и ввод из наблюдательного фонда для 1 скважины всего 10 суток;
- строительство 1 оценочной скважины (2700м) всего 370 суток, включая бурение – 70 суток, подготовительные работы к испытанию (СКО, ГРП) – 30 суток, испытание – 270 суток (3 объектов);
- строительство 1 поисковой скважины (3500м) всего 710 суток, включая бурение – 110 суток, подготовительные работы к испытанию (СКО, ГРП) – 60 суток, испытание – 540 суток (6 объектов).

Строительство скважины состоит из следующих этапов:

1. *Подготовительные и строительно-монтажные работы.* Сооружение фундаментов, монтаж бурового оборудования, строительство привышечных сооружений, устройство сточных желобов, бетонирование площадок.

2. *Бурение и крепление скважины.* Бурение скважины производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором. Тип бурового раствора и его рецептура подбирается исходя из горно-геологических условий бурения с учетом их наименее вредного воздействия на почвы и подземные воды.

Буровой раствор готовится в блоке приготовления на слабоминерализованной воде. Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины, предусмотренной проектом, предусматривается крепление скважины обсадными колоннами и цементирование заколонного пространства.

3. *Испытание (освоение).* В оценочных и поисковой скважинах предусматривается проведение испытания объектов и освоение в эксплуатационной колонне с целью доразведки залежей нефти и газа. На этапе подготовительных работ интенсификация притока нефти проводится с использованием метода соляно-кислотной обработки или гидроразрывом пласта. Продолжительность работ по испытанию – 90 суток на 1 объект испытания. Подготовительные работы – 10 суток на один объект.

На период испытания скважин на доразведку предполагается сжигания сырого газа на факелах. При промышленной разработки месторождения Есжан весь попутно-добываемый сырой газ используется на собственные нужды.

Согласно «Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» от 05.05.2018 года №164:

Расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатнонефтяных скважин (V_{III}) производится по следующей формуле:

$$V_{III} = D \times G_f \times T,$$

где: V_{III} – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м³;

D – дебит скважин (объем добытой нефти за одни сутки), м³/сут.;

G_f – газовый фактор (отношение количества сырого газа к количеству добытой нефти), м³/м³.

Для одной оценочной скважины объем сжигания на факелах составит порядка 6,6096 млн.м³:

Номер объекта	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³	Продолжительность, сут	Дебит нефти, м ³ /пер	Дебит газа, м ³ /пер
III	136	180	90	12 240,0	2 203 200,0
II	136	180	90	12 240,0	2 203 200,0
I	136	180	90	12 240,0	2 203 200,0
ВСЕГО			270,0	36 720,0	6 609 600,0

Для двух оценочных скважин – 13,2192 млн.м³, соответственно.

Для одной поисковой скважины объем сжигания на факелах составит порядка **3,888 млн.м3:**

Номер объекта	Свободный дебит, тонн/сут	Газовый фактор, м3/тону	Продолжительность, сут	Дебит нефти, тонн/пер	Дебит газа, м3/пер
VI	40	180	90	3 600,0	648 000,0
V	40	180	90	3 600,0	648 000,0
IV	40	180	90	3 600,0	648 000,0
III	40	180	90	3 600,0	648 000,0
II	40	180	90	3 600,0	648 000,0
I	40	180	90	3 600,0	648 000,0
ВСЕГО			540,0	21 600,0	3 888 000,0

Согласно имеющимся прогнозным технологическим показателям и на основании формулы выше, расчетные объемы сжигания сырого газа при испытании объектов в трех скважинах на доразведку составит порядка **17,1072 млн.м3/пер.**

Этап интенсификация притока нефти СКО и ГРП (при необходимости, определенной по факту бурения скважины и получение ее результатов) проводится в целях увеличения степени извлечения нефти. Интенсификация притока нефти проводится с использованием метода соляно-кислотной обработки (СКО) или гидроразрывом пласта (ГРП).

Соляно-кислотная обработка пласта — один из методов интенсификации притока жидкости и газа к скважинам, данную технологию используют при испытании и добычи скважин. Основной ее целью является способность кислот вступать реакцию с породами, что приводит к очистке и расширению их пористых каналов, увеличению проницаемости и, как следствие, к повышению производительности скважин, а также очистка призабойной зоны продуктивного пласта от кальмотантов, создания пор и расширения трещин. Применяется несколько модификаций данной технологии, в зависимости от режима воздействия на пласт и геологических условий. Технологический процесс кислотной обработки скважин включает операции заполнения скважины кислотным раствором, продавливание кислотного раствора в пласт, при герметизации устья скважин закрытием задвижки. После окончания процесса продавливания, скважину оставляют на некоторое время под давлением для реагирования кислоты с породами продуктивного пласта.

Различают несколько видов СКО: а) кислотные ванны; б) кислотные обработки под давлением; г) селективные кислотные обработки.

Порядок проведения соляно-кислотной обработки:

1. по реагированию кислоты с породой (лабораторный тест) проводить подбор кислотного состава;
2. составляется дизайн и программа по СКО, согласно полученным лабораторным данным;
3. ПЗР к проведению СКО: спуск НКТ с установкой воронки согласно программе по СКО;
4. расстановка флота СКО, монтаж и опрессовка линии высокого давления, согласно схеме;
5. согласно программе СКО, заготавливается объем кислоты;
6. закачка объем кислоты, продавка буфером трубного пространства;
7. технический отстой от 3 до 6 часов (для реагирования кислоты) по данным лабораторных тестов;
8. вымыв продуктов реакции двойном объеме от закаченной кислоты (полученные продукты реакции и остатки кислоты нейтрализуется кальцинированной содой (CaCO_3), наливается на кислотостойкую емкость, далее вывозится и утилизируется Подрядчиком на спец. полигоне);
9. отработка скважины.

Флот СКО включает в себя следующую технику: станция контроля СКО для контроля в реальном режиме времени параметров в процессе воздействия на продуктивный пласт при СКО и сохранении всех данных во внутреннюю, энергонезависимую память.

Кислотный агрегат СКО (автоцистерна для перевозки кислоты) на шасси КамАЗ-43118 предназначен для транспортировки, временного хранения и перекачки соляной кислоты. Двигатель дизельный. Интенсификация притоков применение соляно-кислотной обработки пласта и/или гидроразрыв пласта обеспечивает образование вторичной проницаемости и приток флюида в ствол скважины.

Передвижная лаборатория – это специальное транспортное средство, предназначенное для

своевременного обнаружения дефектов с целью предупреждения аварийных ситуаций и анализа собранных данных или образцов непосредственно на изучаемом объекте и передачи данных в головной штаб;

Герметичная емкость для отработанной кислоты предназначен для хранения отработанной кислоты для утилизации.

В настоящее время также наиболее эффективным методом интенсификации притока углеводородов и повышения нефтеотдачи продуктивных пластов в скважинах остается технология гидравлического разрыва пласта (ГРП). Во многих регионах, по мнению большинства специалистов, это единственная технология вовлечения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченных к низкопроницаемым, слабодренлируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам, позволяющая существенно увеличить добычу углеводородов и сделать скважины экономически рентабельными.

Порядок проведения ГРП включает в себя следующие этапы:

Подготовка флюида для гидроразрыва

Флюид для гидроразрыва обычно состоит из воды, пропанта (обычно песка или керамических гранул) и химических добавок. Пропант необходим для того, чтобы трещины оставались открытыми после прекращения давления. Химические добавки улучшают транспортировку пропанта и защищают оборудование от коррозии.

Закачка флюида в скважину посредством двухнасосных цементировочных агрегатов

Флюид закачивается в скважину под высоким давлением. Давление должно быть достаточно высоким, чтобы преодолеть сопротивление породы и создать трещины. В случае многостадийного гидроразрыва этот процесс повторяется несколько раз, в зависимости от количества стадий.

Создание трещин

Под действием высокого давления в породе образуются трещины. Пропант, находящийся в составе флюида, попадает в эти трещины и удерживает их открытыми после снижения давления. Это позволяет нефти или газу свободнее перемещаться к скважине.

Проведение нескольких стадий

Многостадийный гидроразрыв проводится в нескольких секциях скважины. Это достигается путем использования пакеров (специальных устройств), которые изолируют определенные участки скважины, позволяя проводить гидроразрыв поэтапно. Чем больше стадий, тем больше трещин создается в породе, что увеличивает добычу.

Извлечение флюида и начало добычи (дизельный флотатор)

После завершения ГРП часть флюида возвращается на поверхность в процессе так называемой "откачки". После завершения всех операций скважина готова к регулярной добыче нефти или газа.

Ликвидация и консервация скважин

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации и консервации скважин на месторождении направлены на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей. Решение о ликвидации и консервации будет приниматься Заказчиком с обязательным согласованием с областной инспекцией геологии и недропользования. После выполнения работ, предусмотренных планом ликвидации скважины, скважина будет ликвидирована по инициативе недропользователя. Скважина ликвидируется на основании решения ГТС «Заказчика» с определением категории ликвидации в соответствии. Недропользователь обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке.

Конкретный план действий по ликвидации скважины, законченной строительством, разрабатывается недропользователь с учетом местных условий, и других нормативных документов и согласовывается с областной инспекцией геологии и недропользования.

При оценке воздействия объекта на окружающую среду и здоровье населения важным аспектом является качество атмосферного воздуха. Загрязненность атмосферного воздуха токсичными веществами может влиять на состояние здоровья населения, на почвы, животный и растительный мир промышленной площадки и санитарно-защитной зоны.

В данном разделе оценка воздействия на окружающую среду выполнена исходя из наименее благоприятного с экологической точки зрения варианта эксплуатации месторождения и бурения скважин. Так, продолжительность цикла строительства скважины, количество и состав используемой техники, и другие экологически значимые параметры приняты максимально возможными. То есть все

расчеты выполнены в сторону завышения предполагаемого техногенного воздействия на окружающую среду. В соответствии с периодами операций на строительной площадке, объемы эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу не будут постоянными, их объемы будут меняться в зависимости от сочетания, используемого в каждый момент времени техники и оборудования.

Все необходимые исходные данные на разработку настоящих материалов оценки воздействия были рассмотрены и согласованы с заказчиком ТОО «Саутс-Ойл».

Населенные пункты и крупные промышленные предприятия вблизи площади проектируемых работ отсутствуют. Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 195 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 120 км), поселок Жалагаш (к югу 160 км). В 40 км к востоку расположено крупное газонефтяное месторождение Кумколь.

Поступление загрязняющих веществ в атмосферу в период бурения оценочных и поисковой скважин будет происходить от стационарных и передвижных источников выбросов.

По воздействию на воздушный бассейн проектируемые работы разделяются на три группы:

- воздействие строительно-монтажных работ, включая периоды общеплощадочных и подготовительных работ, монтажа и демонтажа оборудования буровой площадки;
- воздействие работ по бурению и креплению скважины при эксплуатации буровой установки;
- воздействие работ по испытанию скважин, с этапом интенсификации притока нефти.

3.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с установленными методическими рекомендациями и указаниями для расчета выбросов стационарных источников, действующими на территории РК.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ проведены для основного технологического оборудования, задействованного для добычи, сбора, подготовки и транспортировки углеводородного сырья, включая операции по бурению и испытанию скважин.

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем **трём рассматриваемым вариантам разработки** ПРМ. При этом проанализированы отдельные годы разработки, характеризующиеся наибольшим эксплуатационным фондом добывающих скважин и максимальным уровнем добычи нефти и газа по каждому варианту разработки, а также одновременным выполнением комплекса работ, включающего:

- бурение новых добывающих скважин в период 2026-2027гг.;
- строительство двух оценочных скважин, глубиной 2700м (± 250 м) в период 2026-2027гг.;
- строительство одной поисковой скважины, глубиной 3500 (± 250 м) в период 2026-2027гг.;
- расконсервация и ввод из наблюдательного фонда четырех скважин в период 2026г.

Оценка воздействия на атмосферный воздух выполнена *по максимальному (консервативному) сценарию*, предусматривающему одновременную реализацию всех предусмотренных проектом ПРМ этапов и технологических операций. Такой подход позволяет определить предельно возможную годовую нагрузку на атмосферный воздух и оценить наихудшие условия воздействия в пределах одного календарного года регламентной эксплуатации объектов рассматриваемого месторождения.

С учетом изложенного выше подхода **на год максимальной нагрузки** на атмосферный воздух для представленных ниже вариантов разработки месторождения были рассмотрены следующие этапы деятельности и комплексы работ:

- *1 вариант (базовый) разработки* – регламентная эксплуатация с максимальной годовой добычей в 2027г.: в случае нефти – 6,24 тыс. тонн/год, нефтяного газа – 1,123 млн. м3/год, а также максимальный фонд добывающих скважин – 4 ед., бурение новых скважин отсутствует, проведение расконсервации и ввод из наблюдательного фонда 4 скважин;
- *2 вариант (рекомендуемый) разработки* – регламентная эксплуатация с максимальной годовой добычей в 2027г.: в случае нефти – 42,44 тыс. тонн/год, нефтяного газа – 7,639 млн. м3/год, а также максимальный фонд добывающих скважин – 11 ед., в период 2026-2027гг. бурение 7 добывающих скважин, строительство 2 оценочных и 1 поисковой скважин, проведение расконсервации и ввод из наблюдательного фонда 4 скважин;
- *3 вариант (альтернативный) разработки* – регламентная эксплуатация с максимальной годовой добычей в 2027г.: в случае нефти – 45,01 тыс. тонн/год, нефтяного газа – 8,102 млн. м3/год, а также максимальный фонд добывающих скважин – 15 ед., в период 2026-

2027гг. бурение 11 добывающих скважин, строительство 2 оценочных и 1 поисковой скважин, проведение расконсервации и ввод из наблюдательного фонда 4 скважин.

Перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентной эксплуатации объектов месторождения, по рекомендуемому варианту 2 представлен в таблице 3.1.2.1.

В таблицах 3.1.2.2–3.1.2.5 представлены количественные и качественные характеристики выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при реализации операций по действующим и проектируемым скважинам.

Перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при регламентной эксплуатации месторождения, по вариантам 1 и 3 представлены в приложении 5.

Таблицы составлены с помощью программного комплекса «ЭРА 3.0» (фирма «Логос-плюс», г. Новосибирск) на основе предварительных расчетов выбросов загрязняющих веществ, которые представлены в приложении 2.

Количественная характеристика выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ (т/год) приводится по усреднённым годовым значениям с учётом возможных изменений режима работы предприятия, технологических процессов и оборудования, расхода и характеристик сырья, топлива, реагентов и материалов.

На данной стадии оценки воздействия на окружающую среду расчёты валовых выбросов выполнены на основе исходных данных предприятия, а также с использованием проектов-аналогов и отраслевых нормативно-методических материалов, применяемых для объектов с сопоставимыми технологическими решениями и производственными показателями.

Указанные показатели носят оценочный характер и подлежат уточнению на последующих стадиях проектирования по мере детализации технических решений, компоновки оборудования, уточнения количества и режима работы источников выбросов.

ЭРА v3.0 ИП "Сапаев Т.М."

Т-3.1.2.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на период регламентной эксплуатации объектов м/р Есжан (на год макс. добычи) для варианта 2

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан эксплуатация (год макс. добычи) вар.2

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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.7484	21.7583	543.9575
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.7393	18.7264	312.106667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.21316	2.2273	44.546
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.6284	7.4869	149.738
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0101816	0.37557986	46.9474825
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3.0007	44.1008	14.7002667
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.0090027	0.432389246	0.01729557
0410	Метан (727*)				50		0.49856	13.203556	0.26407112
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.0129617	0.623869146	0.04159128
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		16.07224	23.167914	0.46335828
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		1.33915	4.1857	0.13952333
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.0059974	0.054304	0.54304
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00188491	0.017064	0.08532
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00377173	0.034148	0.05691333
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.05116	0.5344	53.44
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.05116	0.5344	53.44
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.000333	0.0001926	0.003852
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.54276	5.3707	5.3707
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (		0.3	0.1		3	0.006113	0.192789	1.92789

шамот, цемент, пыль цементного производства – глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)								
В С Е Г О :						25.93523604	143.026705852	1227.78947
Примечания: 1. В колонке 9: "М" – выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)								

ЭРА v3.0 ИП "Санаев Т.М."

Т-3.1.2.2

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на период бурения одной добывающей скважине на м/р Есжан

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан добыв. скв

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	0.26548	1.09797	27.44925
0126	Калий хлорид (301)		0.3	0.1		4	0.0168	0.072576	0.72576
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.00812	0.03093	30.93
0155	Натрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)		0.15	0.05		3	0.002217	0.009576	0.19152
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	5.4324	23.46106	586.5265
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	6.4502	27.8697	464.495
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.94494	4.08058	81.6116
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.94069	8.38499	167.6998
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0000769	0.0013915	0.1739375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4.344888	18.707637	6.235879
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.00083	0.00019	0.038
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	0.00367	0.00083	0.02766667

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.00604	0.1304	0.002608
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.090117	0.061137	0.0020379
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2		0.00002916	0.00063	0.0063
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3		0.00000916	0.000198	0.00099
0621	Метилбензол (349)	0.6			3		0.00001833	0.000396	0.00066
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1		0.0000002	0.0000009	0.9
0827	Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646)		0.01		1		0.000003	0.000012	0.0012
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		2		0.198593	0.85794	85.794
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2		0.198593	0.85794	85.794
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0001083	0.0002765	0.00553
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4		2.30489	10.3039	10.3039
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3		0.06482	0.28005	1.867
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		0.544821	2.533834	25.33834
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0138	0.0596	1.49
	В С Е Г О :						22.83215405	98.8037449	1577.61148

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

ЭРА v3.0 ИП "Санаев Т.М."

Т-3.1.2.3

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на период бурения и испытания одной оценочной скважины, глубиной 2700м

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан оценоч. скв

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	0.26548	1.53617	38.40425
0126	Калий хлорид (301)		0.3	0.1		4	0.015	0.09072	0.9072
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.00812	0.04323	43.23
0155	Натрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)		0.15	0.05		3	0.001979	0.01197	0.2394
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	9.594539362	76.93210103	1923.30253
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	11.244278896	81.973037292	1366.21729
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	2.000539468	21.50213919	430.042784
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	3.14789	22.218	444.36
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0019158	0.03645532	4.556915
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	11.88328268	157.8774389	52.625813
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.00083	0.00019	0.038
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	0.00367	0.00083	0.02766667

0405	Пентан (450)		100	25		4	0.001773	0.0548739	0.00219496
0410	Метан (727*)				50		0.127799867	3.087586697	0.06175173
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.002577	0.0797287	0.00531525
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1.293968	8.7516366	0.17503273
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.568882	2.710469	0.09034897
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00576916	0.025382	0.25382
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00181316	0.007977	0.039885
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00362833	0.015954	0.02659
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.0000002	0.0000013	1.3
0827	Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646)			0.01		1	0.000003	0.000012	0.0012
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.343353	2.4583	245.83
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.343353	2.4583	245.83
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0002416	0.000792	0.01584
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3.79752	29.31668	29.31668
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.06482	0.391931	2.61287333
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем) (494)		0.3	0.1		3	0.546964	3.56392	35.6392
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0138	0.0834	2.085
	В С Е Г О :						45.283790523	415.229225929	4867.23758

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

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

ЭРА v3.0 ИП "Санаев Т.М."

Т-3.1.2.4

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на период бурения и испытания поисковой скважины, глубиной 3500м

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан поисков. скв.

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	0.26548	2.41247	60.31175
0126	Калий хлорид (301)		0.3	0.1		4	0.013364	0.127008	1.27008
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.00812	0.06783	67.83
0155	Натрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)		0.15	0.05		3	0.002015	0.019152	0.38304
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	9.211499362	121.939187815	3048.4797
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	11.182034896	144.26801852	2404.46698
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	1.681339468	25.660863179	513.217264
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	3.14789	39.40103	788.0206
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0019158	0.06692216	8.36527
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	8.69128268	155.59939879	51.8664663
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.00083	0.00019	0.038
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	0.00367	0.00083	0.02766667

0405	Пентан (450)		100	25		4	0.001773	0.1097687	0.00439075
0410	Метан (727*)				50		0.047999867	2.451824595	0.04903649
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.002577	0.1595685	0.0106379
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1.280276	8.96781	0.1793562
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.603818	2.254607	0.07515357
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00576916	0.020426	0.20426
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00181316	0.006416	0.03208
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00362833	0.012841	0.02140167
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.0000002	0.0000021	2.1
0827	Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646)			0.01		1	0.000001	0.000012	0.0012
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.343353	4.40182	440.182
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.343353	4.40182	440.182
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0002416	0.001419	0.02838
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3.79752	52.45354	52.45354
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.06482	0.615991	4.10660667
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем) (494)		0.3	0.1		3	0.546983	5.590797	55.90797
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0138	0.1311	3.2775
	В С Е Г О :						41.267167523	571.142663364	7943.09233

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

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

ЭРА v3.0 ИП "Санаев Т.М."

Т-3.1.2.5

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на период расконсервации и вывода из наблюдательного фонда одной скважины

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан раскон.

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	0.26548	1.09797	27.44925
0126	Калий хлорид (301)		0.3	0.1		4	0.0168	0.072576	0.72576
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.00812	0.03093	30.93
0155	Натрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)		0.15	0.05		3	0.002217	0.009576	0.19152
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	5.4324	6.29826	157.4565
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	6.4502	5.5736	92.8933333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.94494	1.2217	24.434
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.94069	2.66702	53.3404
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0000769	0.0013915	0.1739375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4.344888	4.411537	1.47051233
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.00083	0.00019	0.038
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	0.00367	0.00083	0.02766667

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.00604	0.1304	0.002608
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.090117	0.061137	0.0020379
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2		0.00002916	0.00063	0.0063
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3		0.00000916	0.000198	0.00099
0621	Метилбензол (349)	0.6			3		0.00001833	0.000396	0.00066
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1		0.0000002	0.0000009	0.9
0827	Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646)		0.01		1		0.000003	0.000012	0.0012
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		2		0.198593	0.17161	17.161
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2		0.198593	0.17161	17.161
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0001083	0.0002765	0.00553
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4		2.30489	3.4406	3.4406
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3		0.06482	0.28005	1.867
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем) (494)	0.3	0.1		3		0.544821	2.533834	25.33834
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0138	0.0596	1.49
В С Е Г О :							22.83215405	28.2359349	456.508146

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)

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что максимальное годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентной эксплуатации сооружений объекта, а также согласно проектным решениям ПРМ в части реализации операций по существующим и проектным скважинам показывают следующие показатели.

На год максимальной нагрузки на атмосферный воздух при регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (без операций по скважинам) валовые выбросы загрязняющих веществ по рассматриваемым вариантам разработки составят:

- 1 вариант (базовый) – 76.148418916 т/год.
- 2 вариант (рекомендуемый) – 143.02670585 т/год.
- 3 вариант (альтернативный) – 157.5697417 т/год.

При этом при предусмотренном комплексе работ на 2026-2027гг. по проектным и существующим скважинам на рассматриваемом месторождении, валовый выброс составит:

При проведении расконсервации и вводу из наблюдательного фонда по любому из вариантов:

- на 1 скважину – 28.2359349 т/пер.
- на 4 скважины – 112.9437396 т/пер.

Бурение добывающих скважин и последующий ввод скважин в эксплуатацию:

- на 1 скважину – 98.8037449 т/пер;
- на 7 скважин – 691.6262143 т/пер (по варианту 2);
- на 11 скважин – 1086.841194 т/пер (по варианту 3).

Строительство оценочных скважин, глубиной 2700м (± 250 м) на доразведку:

- на 1 скважину – 415.2292259 т/пер;
- на 2 скважины – 830.4584519 т/пер (по варианту 2 и 3).

Строительство поисковой скважин, глубиной 3500м (± 250 м) на доразведку:

- на 1 скважину – 571.1426634 т/пер (по варианту 2 и 3).

Согласно результатам выполненных расчётов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, наибольший вклад в валовые выбросы вносят оксид углерода и окислы азота, образующиеся при работе основного технологического и вспомогательного оборудования.

Проведённые расчёты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в рамках настоящего базового проекта носят *предварительный, ориентировочный и укрупнённый характер* и выполнены исключительно для целей оценки воздействия на окружающую среду. Указанные данные не подлежат утверждению в качестве нормативов природопользования, поскольку на данной стадии проектирования отсутствует детализированная информация о компоновке оборудования, точных режимах его эксплуатации, количестве источников выбросов и параметрах технологических процессов.

Оценка выполнена по максимальному (консервативному) сценарию, предусматривающему наиболее интенсивные режимы работы оборудования и одновременную реализацию технологических операций, что позволяет определить наихудшие условия воздействия на атмосферный воздух. Применение такого подхода обеспечивает запас экологической надёжности и гарантирует, что фактические показатели воздействия при последующей реализации проекта не превысят оценённых значений при соблюдении проектных решений и природоохранных мероприятий.

Расчёты выполнены для основного технологического оборудования, задействованного при добыче, сборе и транспорте углеводородного сырья, при бурении и строительстве скважин, а также при расконсервации и вводу из наблюдательного фонда скважин. При этом часть вспомогательных процессов и оборудования, параметры которых уточняются на последующих стадиях проектирования, учтена укрупнённо с использованием отраслевых коэффициентов, исходных данных предприятия и проектов-аналогов.

Более точные количественные показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от полного состава технологического и вспомогательного оборудования будут определены на стадиях разработки рабочей документации и представлены в отдельных Проектах нормативов допустимых выбросов (НДВ) для объектов месторождения Есжан ТОО «Саутс-Ойл» на соответствующие годы эксплуатации месторождения. Уточнение будет выполнено с учётом фактического состава оборудования, режимов работы источников выбросов и поэтапного ввода объектов в эксплуатацию.

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух представлены в Приложении 2.

3.1.3. Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха, выбрасываемых в атмосферу от источников загрязнения при реализации проектных решений ПРМ Есжан произведен Программным комплексом «ЭРА v.3.0».

Программный комплекс «ЭРА» разработан ООО «Логос-плюс» (г. Новосибирск) для ПК и предназначен для решения широкого спектра задач в области охраны атмосферного воздуха.

Программа расчета приземных концентраций вредных веществ в атмосфере согласована ГГО им. А.И. Воейкова (г. Санкт-Петербург), рекомендована к использованию МОС и ВР РК (№ 09-335 от 01.02.2002 г.).

Указанная программа реализует Методику расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, РНД 211.2.01.10-97 МРК-2014. Настоящая методика предназначена для расчета концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли, а также вертикального распределения концентраций. Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе «опасными» скоростью и направлением ветра, встречающимися примерно в 1-2% случаев.

В качестве исходных данных использованы следующие сведения, представленные в других разделах настоящего отчета:

- параметры источников выбросов (высота, диаметр устья, скорость и температура выброса, расход газовой смеси);
- количественные показатели выбросов загрязняющих веществ по каждому источнику;
- режимы работы технологического оборудования, принятые по максимальному (консервативному) сценарию, соответствующему варианту 3 ПРМ;
- поэтапность ввода объектов и технологических операций;
- метеорологические характеристики района, предоставленные РГП «Казгидромет», включая розу ветров, повторяемость скоростей ветра и температурные условия.

Расчётная область принята с учётом размеров санитарно-защитной зоны и прилегающих территорий, потенциально подверженных воздействию. Оценка концентраций выполнена в приземном слое на высоте 2 м над уровнем земли в узлах расчётной сетки и контрольных точках.

На основании справки РГП «Казгидромет» фоновое загрязнение атмосферного воздуха для рассматриваемого района при расчётах *не учитывалось*. В связи с этим полученные значения концентраций отражают вклад исключительно проектируемых и существующих источников и могут быть уточнены при наличии достоверных данных о фоновом загрязнении.

Так как на расстоянии, равном 50 высотам наиболее высокого источника предприятия, перепад высот рельефа не превышает 50 м, безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности (h), принят равным 1,0.

Допущения и ограничения расчётов

В связи с ранней стадией проектирования часть исходных данных принята укрупнённо с использованием материалов проектов-аналогов и отраслевых нормативов для объектов с сопоставимыми технологическими решениями. Моделирование выполнено по консервативному сценарию, обеспечивающему оценку наихудших условий рассеивания и формирующему запас экологической надёжности.

Полученные результаты предназначены для целей оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) и подлежат уточнению на последующих стадиях проектирования при разработке проектов нормативов допустимых выбросов (НДВ) и рабочей документации.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха проводился в соответствии с программным определением необходимости расчета рассеивания приземных концентраций, представленным в таблицах 3.1.3.1-3.1.3.2.

Детальные данные по проведенному расчету рассеивания представлены в приложении 2.

**Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на период регламентной эксплуатации объектов месторождения (по варианту 3)**

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан эксплуатация (год макс. добычи)

Код загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Среднезве- шенная высота, м (Н)	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необхо- димость проведе- ния расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		2.0058	5.13	5.0145	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.24726	5.03	1.6484	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		3.1708	6.68	0.6342	Да
0405	Пентан (450)	100	25		0.0118727	3	0.0001	Нет
0410	Метан (727*)			50	0.51381	4.81	0.0103	Нет
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			0.0170917	3	0.0011	Нет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	13.225448177	8.49	0.2645	Да
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	1.392483524	5.22	0.0464	Нет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.0059974	9.73	0.020	Нет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.00188491	9.73	0.0094	Нет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.00377173	9.73	0.0063	Нет
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		0.05935	5.03	1.9783	Да
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	0.000333	3	0.0067	Нет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			0.62466	4.93	0.6247	Да
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		0.006113	3	0.0204	Нет

Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		1.9534	5.66	9.767	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.6966	5.89	1.3932	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.0130716	3.53	1.634	Да
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.05935	5.03	1.187	Да
Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: $\text{Сумма}(\text{Н}_i \cdot \text{М}_i) / \text{Сумма}(\text{М}_i)$, где Н_i - фактическая высота ИЗА, М_i - выброс ЗВ, г/с								
2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.								

**Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на период бурения типовой добывающей скважины**

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан добыв. скв

Код загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Среднезве- шенная высота, м (Н)	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необхо- димость проведе- ния расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.26548	2	0.6637	Да
0126	Калий хлорид (301)	0.3	0.1		0.0168	2	0.056	Нет
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.00812	2	0.812	Да
0155	диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	0.15	0.05		0.002217	2	0.0148	Нет
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		6.4502	5.33	16.1255	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.94494	4.92	6.2996	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4.344888	5.17	0.869	Да
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	0.00604	2	0.0001	Нет
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	0.090117	2	0.003	Нет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.00002916	2	0.0000972	Нет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.00000916	2	0.0000458	Нет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.00001833	2	0.00003055	Нет
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.0000002	2	0.020	Нет
0827	Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646)		0.01		0.000003	2	0.00003	Нет
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		0.198593	5.33	6.6198	Да
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	0.0001083	2	0.0022	Нет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в	1			2.30489	4.87	2.3049	Да

	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)							
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.06482	2	0.1296	Да
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		0.544821	2	1.8161	Да
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.0138	2	0.345	Да
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		5.4324	5.05	27.162	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		1.94069	4.84	3.8814	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.0000769	2	0.0096	Нет
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.00083	2	0.0415	Нет
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.00367	2	0.0183	Нет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.198593	5.33	3.9719	Да
Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: $\text{Сумма}(\text{Н}_i \cdot \text{М}_i) / \text{Сумма}(\text{М}_i)$, где Н_i - фактическая высота ИЗА, М_i - выброс ЗВ, г/с 2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.								

Максимальные приземные концентрации на границе СЗЗ и в жилой зоне, перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы

Расчет величин приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе (ПДК) проведен в соответствии с РНД 211.2.01.01-97 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий». Алматы, 1997 г. и МРК 2014 (реализованного в ПК «ЭРА») в условиях реально возможного совпадения по времени операций с учетом периода года.

При проведении расчета рассеивания учитывались максимально-разовые выбросы загрязняющих веществ с учетом одновременности работы источников выбросов, с выбором из них наихудших значений по каждому участку работ.

При моделировании рассеивания был принят расчетный прямоугольник со следующими параметрами:

№	Производственная площадка	Параметры прямоугольника		
		Размеры (м)		Шаг, (м)
		ширина	высота	
1	Месторождение Есжан, границы горного отвода	10 000	10 000	200

Расчеты концентраций ЗВ были проведены по всем загрязняющим веществам и группам веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным действием, с учетом одновременности работы оборудования на наиболее худшие условия (теплый период года) для рассеивания загрязняющих веществ.

Результаты расчета величин приземных концентраций представлены в таблице 3.1.3.3-4.

Веществами, формирующими основное загрязнение воздушной среды в районе предприятия, являются: оксид азота, оксид углерода, а также группы суммации: *диоксид азота + диоксид серы и сероводород + диоксид серы*.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ отходящих от источников выбросов предприятия представлен в приложении 3.

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ при реализации проектных решений ПРМ Есжан показал, что на границе минимальной нормативной санитарно-защитной зоны - 500 метров, по всем загрязняющим веществам приземные концентрации, не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами. Следовательно, санитарно-защитная зона размером 500 метров, обеспечивает требуемые гигиенические нормы содержания в приземном слое атмосферы загрязняющих веществ.

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

В соответствии с данными Санитарными правилами № КР ДСМ-2 (раздел 3 п.12 пп.3), нормативный размер санитарно-защитной зоны для производства по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 тонны в сутки с малым содержанием летучих углеводородов составляет не менее 500 м, II класс опасности.

В данном отчете по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установленном размере санитарно-защитной зоны, равной 500 метров, превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено.

Населенные пункты в радиусе санитарно-защитных зон отсутствуют. Ближайшим населенным пунктом рассматриваемого района расположения объекта является село Жалагаш приблизительно в 160 км от границ месторождения (см. раздел 1.1).

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ
ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

(сформирована 20.05.2026 21:02)

Город :014 Жалагашский район.
Объект :0002 ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан эксплуатация (год макс. добычи).
Вар.расч. :3 на период регламентной эксплуатации (по варианту 3)

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Территория предприятия	Колич ИЗА	ПДК (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.5463	1.852547	0.268820	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.5055	1.086128	0.149093	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.5214	0.695185	0.049439	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3415	0.253212	0.037143	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.5000000	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	21.0300	4.267852	0.090391	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.0080000	2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1173	0.089999	0.014783	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	5.0000000	4
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0158	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	15.0000000	4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.9785	0.800995	0.009137	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	50.0000000	-
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.6086	0.438814	0.059658	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	0.0300000	2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.3652	0.263288	0.035795	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	0.0500000	2
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 /в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3618	0.144527	0.019266	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	1.0000000	4
07	0301 + 0330	2.8879	2.105759	0.306062	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7		
37	0333 + 1325	21.3952	4.268560	0.121503	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	14		
44	0330 + 0333	21.3715	4.268442	0.124020	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	16		

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. 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 и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДКмр.

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ
ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

(сформирована 20.05.2026 20:19)

Город :014 Жалагашский район.
Объект :0002 ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан_добыв. скв.
Вар.расч. :1 на период бурения доб. скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Ст	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Территория предприятия	Колич ИЗА	ПДК (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	71.1152	4.562149	0.023243	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.4000000*	3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	87.0055	5.341461	0.028422	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.0100000	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	65.6600	11.47437	0.640248	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2.1462	1.339953	0.349646	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	2.2027	1.181831	0.149307	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.4404	0.274957	0.071743	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.5000000	3
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.8908	0.141837	0.019202	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	5.0000000	4
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.8810	0.550095	0.143534	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.0300000	2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.5286	0.330057	0.086121	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.0500000	2
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1.1797	0.175378	0.044549	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	1.0000000	4
2902	Взвешенные частицы (116)	13.8909	0.913042	0.004541	нет расч.	нет расч.	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)	13.0547	0.693128	0.004098	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.3000000	3
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	36.9666	2.429801	0.012085	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.0400000	-
07	0301 + 0330	66.1004	11.48289	0.711902	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9		
37	0333 + 1325	0.8719	0.332403	0.086682	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10		
__ПЛ	2902 + 2908 + 2930	24.6810	1.523165	0.007958	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3		

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Ст - 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 и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДКмр.

ЭРА v3.0 ИП "Сапаев Т.М."

Т-3.1.3.5

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения
на период регламентной эксплуатации месторождения (на год макс. добычи) по варианту 3

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан эксплуатация (год макс. добычи)

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно - защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на грани це СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.26882/0.053764		-1248/ 697	0117 0119 0118		21.9 20.2 19.7	Эксплуатация Эксплуатация Эксплуатация
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.1490931/0.0596372		-1248/ 697	0117 0119 0118		25.6 23.8 23.2	Эксплуатация Эксплуатация Эксплуатация
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.0903914/0.0007231		-1248/ 697	6101 6132 6116		69.3 13.1 7.8	Эксплуатация Эксплуатация Эксплуатация
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.0596575/0.0017897		-1248/ 697	0117 0119 0118		26 24.1 23.9	Эксплуатация Эксплуатация Эксплуатация
Г р у п п ы с у м м а ц и и :									
07(31) 0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.3060617		-1248/ 697	0117 0119 0118		21.7 20.2 19.7	Эксплуатация Эксплуатация Эксплуатация
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
37(39) 0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.1215028		-1248/ 697	6101 6132 0117		51.6 9.7 8.4	Эксплуатация Эксплуатация Эксплуатация
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)								
44(30) 0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.1240199		-1248/ 697	6101 6132 0117		50.5 9.5 6.9	Эксплуатация Эксплуатация Эксплуатация
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)								

ЭРА v3.0 ИП "Сапаев Т.М."

Т-3.1.3.6

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения
на период бурения типовой добывающей скважины

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан добыв. скв

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно - защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на грани це СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Загрязняющие вещества :									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0992334/0.0198467	0.6402481/0.1280496	-2483/ 3410	-1249/ 713	0006	19.8	17.2	Бурение и крепление
						0005	19.7	17.1	Бурение и крепление
						0008		17.1	Бурение и крепление
						6016	20.6		Бурение и крепление
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0511803/0.0204721	0.3496459/0.1398584	-2621/ 3307	-1249/ 713	0005	24.9	20.6	Бурение и крепление
						0006	25	20.4	Бурение и крепление
						0008		20	Бурение и крепление
						0004	15.5		Бурение и крепление
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.1493068/0.022396		-1249/ 713	0005		22.1	Бурение и крепление
						0006		21.9	Бурение и крепление
						0008		17.1	Бурение и крепление
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.0717434/0.0358717		-1249/ 713	0005		20.6	Бурение и крепление
						0006		20.4	Бурение и крепление
						0008		20	Бурение и крепление
1301	Проп-2-ен-1-аль (		0.1435343/0.004306		-1249/	0005		20.6	Бурение и

	Акролеин, Акрилальдегид) (474)				713	0006		20.4	крепление
						0008		20	Бурение и крепление
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.0861206/0.004306		-1249/ 713	0005		20.6	Бурение и крепление
						0006		20.4	Бурение и крепление
						0008		20	Бурение и крепление
Г р у п п ы с у м м а ц и и :									
07(31) 0301	Азота (IV) диоксид (	0.1095907	0.7119023	-2483/ 3410	-1249/ 713	0006	20.2	17.6	Бурение и крепление
0330	Азота диоксид) (4) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (					0005	20.2	17.4	Бурение и крепление
	516)					0008		17.4	Бурение и крепление
						6016	18.6		Бурение и крепление
37(39) 0333	Сероводород (		0.0866819		-1249/ 713	0005		20.5	Бурение и крепление
	Дигидросульфид) (518)					0006		20.3	Бурение и крепление
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)					0008		19.9	Бурение и крепление
44(30) 0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (		0.0538613		-1249/ 713	0005		24	Бурение и крепление
	516)					0006		23.8	Бурение и крепление
0333	Сероводород (					0008		18.6	Бурение и крепление
	Дигидросульфид) (518)								

Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух

Рассмотрение вопросов принятия решений внедрения малоотходных и безотходных технологий предусматривается в Программе управления отходами, подготовленной оператором объекта.

Специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух к реализации **не планируются**.

Мероприятия по охране окружающей среды будут представлены в соответствующем Планах ППМ, предоставляемом в общем пакете документов на получение Экологического разрешения на воздействие.

3.1.4. Оценка воздействия на атмосферный воздух

В ходе оценки воздействия на атмосферный воздух при реализации намечаемой проектной деятельности выполнена идентификация основных источников загрязнения, расчётным методом определён перечень приоритетных загрязняющих веществ и их валовые выбросы, установлена зона влияния объекта, в пределах которой проведено моделирование приземных концентраций с учётом нормативного размера санитарно-защитной зоны (СЗЗ). Разработан комплекс организационно-технических и природоохранных мероприятий, направленных на предотвращение и минимизацию негативного воздействия на атмосферный воздух.

В период разработки месторождения Есжан основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться технологическое и вспомогательное оборудование системы сбора, подготовки и транспорта продукции. В атмосферный воздух будут поступать углеводороды, содержащиеся в транспортируемых средах, а также продукты сгорания дизельного топлива и попутного газа — *оксиды азота, оксид углерода и сопутствующие компоненты*.

Результаты расчётов рассеивания загрязняющих веществ, выполненных по консервативному сценарию, показали, что реализация проектных решений **не приведёт** к существенному ухудшению качества атмосферного воздуха в районе размещения объекта. Максимальные приземные концентрации загрязняющих веществ **не превышают** предельно допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем нормируемым веществам и группам суммации.

Ближайшие населённые пункты расположены на расстоянии более 120 км от границ размещения объекта, в связи с чем воздействие на жилую зону отсутствует, а реализация проекта **не приведёт** к превышению предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населённых мест на границе санитарно-защитной зоны.

Применение консервативных допущений, учитывающих наихудшие метеорологические условия и максимальные режимы работы оборудования, обеспечивает запас экологической надёжности и подтверждает, что фактическое воздействие при эксплуатации объекта будет ниже оценённых уровней при соблюдении проектных решений.

Таким образом, при условии реализации предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, соблюдения технологических регламентов и поэтапного уточнения параметров выбросов на последующих стадиях проектирования, существенный и необратимый ущерб качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории **не прогнозируется**.

Реализация проекта разработки месторождения Есжан должна соответствовать принципам рационального природопользования, обеспечивая баланс между промышленным освоением ресурсов, экологической безопасностью и целями устойчивого социально-экономического развития региона и Республики Казахстан в целом.

На основании полученных результатов можно сделать вывод о экологической допустимости и целесообразности разработки месторождения Есжан, при безусловном выполнении намеченного комплекса природоохранных мероприятий и требований природоохранного законодательства Республики Казахстан.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Есжан будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – **местный (3)** – площадь воздействия в пределах 10-100 км² для площадных объектов или 1-10 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 природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполнено комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет **36 баллов**, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **высокая** (28-64) – изменения при выбросе загрязняющих веществ значительно выходят за рамки естественных изменений, при этом при выполнении природоохранных мероприятий, предусмотренных настоящим отчетом, воздействие на атмосферный воздух может быть минимизировано.

3.1.5. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

В рамках экологического мониторинга решаются сложные и многоплановые задачи, связанные с определением комплексной техногенной нагрузки и выявлением экологически неблагополучных территорий.

Основной целью экологического мониторинга является предотвращение необратимых изменений окружающей среды на основе изучения тенденций изменения компонентов природной среды, выявления причинно-следственных связей и оперативного прогноза их будущего состояния в зависимости от фактического техногенного воздействия, путем создания системы наблюдения и контроля воздействия на окружающую среду.

В соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан физические и юридические лица, осуществляющие специальное природопользование, обязаны осуществлять производственный экологический контроль, составной частью которого является производственный мониторинг.

Производственный мониторинг проводится природопользователем (оператором) на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем.

В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;
- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;
- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;
- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;
- изучение последствий аварий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Число постов наблюдений и их размещение определяются по согласованию уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.

Получение информации о концентрациях химических веществ в атмосфере для последующей оценки воздействия месторождения на качество воздушной среды является целью контроля и мониторинга атмосферного воздуха.

Мониторинг качества атмосферного воздуха предусматривает измерение параметров атмосферы для выявления ее изменений, связанных с эксплуатацией объектов Компании и выбросов загрязняющих веществ.

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.

Режим наблюдения за состоянием атмосферного воздуха рекомендуется принять на уровне – *один раз в квартал*.

Измеряемыми параметрами в рамках ПЭК являются фактические концентрации (мг/м³) на границе СЗЗ рассматриваемого месторождения по следующим загрязняющим веществам: *Азота (IV) диоксид, Сера (IV) диоксид, Сероводород, Углерод оксид, Смесь углеводородов C1-C5, Смесь углеводородов C6-C10, Углеводороды предельные C12-19*.

Количество точек наблюдения – *4 точки наблюдения по сторонам света*.

При проведении обследования фиксируются метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: *скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление*.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДК_{м.р.}) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Система контроля источников загрязнения атмосферы (ИЗА) представляет собой совокупность организованных, технических и методических мероприятий, направленных на выполнение требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе, на обеспечение действенного контроля за соблюдением нормативов предельно допустимых выбросов.

Контроль соблюдения нормативов НДВ на предприятии подразделяется на следующие виды:

- непосредственно на источниках выбросов
- на специально выбранных контрольных точках
- на границе СЗЗ или/ и в жилой зоне

Контроль соблюдения установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу должен осуществляться путем определения массы выбросов каждого загрязняющего вещества в единицу времени от источников выбросов и сравнения полученного результата с установленными нормативами в соответствии с установленными правилами. Годовой выброс не должен превышать установленного значения НДВ тонн/год, максимальный – установленного значения НДВ г/сек.

Контроль выбросов осуществляется лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами: Областным управлением охраны окружающей среды, областной СЭС.

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в свободной атмосфере. Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляются в соответствии с утвержденными в РК стандартами.

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

В целях проведения производственного экологического контроля рекомендуется рассмотреть регулярные мониторинговые исследования качества атмосферного воздуха в соответствии с требованиями действующего законодательства.

3.1.6. Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

Мероприятия по режимам НМУ должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрасти.

Неблагоприятными метеорологическими условиями могут являться следующие факторы состояния окружающей среды: пыльная буря, снегопад, штиль, температурная инверсия и т.д.

В периоды НМУ максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза. Предотвращению опасного загрязнения воздуха в эти периоды способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. Согласно «Методических указаний регулирования выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях» РД 52.04.52 - 85 в периоды НМУ предприятие должно иметь отдельный график работы. Под регулированием выбросов вредных веществ в атмосферу понимается их краткое сокращение в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), приводящих к формированию высокого уровня воздуха.

В зависимости от состояния атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях могут быть использованы три режима, при которых предприятие обязано снизить выбросы вредных веществ от 20 до 80%.

Основные принципы разработки мероприятий по регулированию выбросов.

При разработке мероприятий по регулированию выбросов следует учитывать вклад различных источников в создание приземных концентраций примесей. В каждом конкретном случае необходимо определить, на каких источниках следует сокращать выбросы в первую очередь, чтобы получить наибольший эффект.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляются предупреждения 3-х степеней, которым соответствует три регламента работы предприятий в периоды НМУ.

Степень предупреждения и соответствующие ей редкие работы предприятий в каждом конкретном городе устанавливают местные органы Казгидромета:

- предупреждение первой степени составляется в случае, если ожидается один из комплексов НМУ, при этом концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК;
- второй степени – если предсказывается два таких комплекса одновременно (например, при опасной скорости ветра ожидается и приподнятая инверсия), и неблагоприятное направление ветра, когда ожидаются концентрации одного или нескольких контролируемых веществ выше 3 ПДК;
- предупреждение третьей степени составляется в случае, если при сократившихся НМУ ожидаются концентрации в воздухе одного или нескольких вредных веществ выше 5 ПДК.

Размер сокращения выбросов для каждого предприятия в каждом конкретном случае устанавливают и корректируют местные органы Казгидромета. Снижение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое должно составлять:

- по первому режиму - 15-20 %;
- по второму режиму - 20-40 %;
- по третьему режиму - 40-60 %.

Мероприятия по сокращению выбросов при НМУ

Главное условие при разработке мероприятий по кратковременному сокращению выбросов выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации. Исходя из специфики работы данных объектов, предложен следующий план мероприятий.

Мероприятия по I режиму работы

Мероприятия по I режиму работы в период НМУ, предусматривающие снижение загрязняющих веществ на 10-20%, носят организационно-технический характер и осуществляются без снижения мощности предприятия.

Мероприятия по I режиму работы включают:

запрещение работы оборудования в форсированном режиме; особый контроль работы всех технологических процессов и оборудования; усиление контроля за работой измерительных приборов и оборудования, в первую очередь, за режимом горения топлива в генераторах; ограничение ремонтных работ, усиление контроля за герметичностью газоходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделения; рассредоточение во

времени работы технологических агрегатов, не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе.

Основным мероприятием по данному режиму, ведущими к снижению выбросов в атмосферу, является рассредоточение во времени работы оборудования. Результатом выполнения первых трех пунктов мероприятий для оборудования, работающего на углях является снижение расхода топлива на 5 - 10 % против расчетного.

Мероприятия по II режиму работы

В случае оповещения предприятия о наступлении НМУ по II режиму предусматривается: остановка работы источников, не влияющих на технологический процесс предприятия (сварочные и ремонтные работы), снижение интенсивности работы оборудования на 15-30 % и более, снижение выработки на ДЭС до 15 %, а также все мероприятия предусматриваемые для I режима. Мероприятия по II режиму работы в период НМУ, предусматривают снижение загрязняющих веществ на 20-40% в атмосферу. Такие мероприятия включают в себя: снижение производительности отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ; уменьшение интенсивности технологических процессов, связанных с повышенными выбросами вредных веществ в атмосферу; ограничение использования автотранспорта и других передвижных источников выбросов на территории предприятия; прекратить обкатку двигателей на испытательных стендах.

Мероприятия по III режиму работы

В случае оповещения предприятия о наступлении НМУ по III режиму предусматривается выполнение всех мероприятий, предусматриваемых для I - II режимов работ при НМУ, а также сокращение работ на участках, не связанных напрямую с основными технологическими операциями. Мероприятия по III режиму работы в период НМУ, предусматривают снижение загрязняющих веществ на 40-60 % в атмосферу. Такие мероприятия включают в себя: снижение нагрузки или остановка производства, сопровождающиеся значительными выделениями загрязняющих веществ; отключение аппаратов и оборудования, работа которых связана со значительным загрязнением воздуха; остановить пусковые работы на аппаратах и технологических линиях, сопровождающиеся выбросами в атмосферу; провести поэтапное снижение нагрузки параллельно работающих однотипных технологических агрегатов и установок. Мероприятия по снижению выбросов на каждый год разрабатываются и утверждаются на предприятии, и согласовываются с уполномоченными органами.

В связи с отсутствием прогнозной информации по НМУ на территории района расположения рассматриваемого месторождения в Кылызординской области в настоящем отчете **мероприятия на период НМУ отсутствуют.**

Вместе с тем, учитывая то, что удаленность населенных пунктов от места проведения работ и отсутствия в данном объекте системы наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, позволяющих прогнозировать увеличение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, в связи, чем отсутствует система оповещения наступления НМУ на данном этапе нормирования нецелесообразно разрабатывать мероприятия по кратковременному снижению выбросов в периоды наступления НМУ.

Атмосферный воздух является одним из главных и значительных компонентов окружающей среды, состояние, которого влияет на глобальную и региональную климатическую систему. При оценке воздействия объекта на окружающую среду и здоровье населения важным аспектом является качество атмосферного воздуха. Воздействие намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям Республики Казахстан, предъявляем к качеству воздуха. Загрязненность атмосферного воздуха вредными веществами может влиять на состояние здоровья населения, на почвы, животный и растительный мир промышленной площадки и санитарно-защитной зоны.

3.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

3.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды

Водоснабжение:

При реализации намечаемой деятельности на рассматриваемом месторождении требуется вода технического качества на производственные нужды, а также пресная свежая вода на питьевые и хозяйственные нужды.

На месторождении Есжан отсутствуют поверхностные и подземные источники воды питьевого качества, поэтому для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная питьевая вода, поставляемая на договорной основе, либо использование артезианской воды с подземных горизонтов на водозаборных скважинах.

На всех этапах ведения работ предусматривается использовать *привозную воду* с населенного пункта либо с водозаборных скважин как для технических, так и для питьевых и хозяйственных нужд персонала.

В настоящий момент вид водопользования – общее. *Питьевая вода* завозится в пластиковых бутылках, *техническая и пресная вода* - автоцистернами на договорной основе либо поставляется со скважин. Водоснабжение пресной водой буровой бригады для хозяйственных нужд осуществляется автоцистернами. Водооборотные системы отсутствуют. Вода для хозяйственных целей закачивается в аккумулярующие ёмкости в вагончиках. Хранение воды на буровой для производственных нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную ёмкость (септик), из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Производственно-ливневые сточные воды представлены водами, образующимися в процессе работ промысла и ливневыми стоками. Система производственно-ливневой канализации предназначена для сбора дождевых вод с технологической площадки с твердым покрытием и с обвалованных участков через дождеприёмные колодцы и приямки. Все производственные стоки, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, собираются в подземную металлическую ёмкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе. Количество задействованного персонала при бурении скважин достигает 40 человек.

Обслуживание работ по строительству скважин на месторождении предусматривается приезжающей бригадой подрядчика. Проживание предполагается в полевом лагере.

Для хозяйственно бытовых и питьевых нужд, работающего персонала питьевая вода будет доставляться к месту работы в закрытых ёмкостях, которые будут снабжены кранами. Ёмкости изготавливаются из материалов, разрешенных Минздравом Республики Казахстан.

Объем водопотребления на хозяйственно-бытовые нужды зависит от количества персонала и продолжительности работ на рассматриваемой участке. При расчете суточной численности персонала учтены как работники, непосредственно участвующие в производственном процессе, так управленческий и обслуживающий персонал и технические работники, обеспечивающие функционирование бытового комплекса (временного лагеря).

При реализации намечаемой деятельности по разработке месторождения Есжан, связанной в том числе со строительством и бурением скважин, а также расконсервацией и вводом из наблюдательного фонда, сброс сточных вод на рельеф местности или вводные объекты **отсутствует**.

Требования к качеству воды

Показатели качества воды, используемой для технологических целей и обеспечения жизнедеятельности персонала, приведены в таблице 3.2.1.1.

Таблица 3.2.1.1 - Показатели качества воды, используемой на технологические нужды бурения

Вид потребления	Требования к качеству воды
1. Приготовление растворов	Может использоваться техническая вода без механических примесей
2. Промывка вибросит, прессовка бурильного инструмента и обсадных труб, освоение скважин, охлаждение штоков бурильных насосов, гидротормоза, обмыв бурового оборудования	С целью предотвращения коррозии оборудования должна использоваться вода с низкой минерализацией
3. Хозяйственно-питьевые нужды	Соответствие ГОСТ 32220-2013 «Вода питьевая, расфасованная в ёмкости»

Пресная вода доставляется автоцистернами на договорной основе из города Кызылорда и собственной водозаборной скважины. Вода, используемая на хозяйственные нужды и приготовления пищи в столовой должна соответствовать требованиям санитарных правил и норм Республики Казахстан. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды.

Качество питьевой воды отвечает требованиям СТ РК ГОСТ Р51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды, используемой в хозяйственно-питьевых целях соответствует требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоснабжению, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

Расход воды на хозяйственно-питьевые нужды определяется в соответствии с Законом «Об энергоснабжении», «Положением о государственном учете вод и их использовании», нормами водопотребления, установленными «Строительными нормами и правилами». Нормы водопотребления и водоотведения для нужд бригады рассчитаны в соответствии с отраслевыми методическими указаниями и включает основные вспомогательные операции и хозяйственные нужды.

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПЕРИОД БУРЕНИЯ ОДНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ НА М/Р ЕСЖАН

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

За всё время проведения работ на рассматриваемом объекте будет задействовано 40 ед. персонала.

Расход воды на питьевые нужды в период бурения составит:

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

$$Q = q \cdot n \cdot t_p \cdot 0,001 = 25 \cdot 40 \cdot 50 \cdot 0,001 = 50 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

n - количество задействованного персонала, 40 чел;

t_p - количество рабочих дней в году, 50 дн.

Расчет расхода воды на столовую

На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 40 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 40 чел. * 3 бл. = 120 блюд.

Кухни в столовой оснащены раковинами, моечными ваннами, рабочими столами. Норма водопотребления, согласно СНиП РК 4.01-41-2006, приложение 3 п.18.1 на 1 блюдо составляет 16 л, из них 4 л - на приготовление пищи и 12 л - на мытье посуды, оборудования и продуктов. Время работы составит 50 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

$$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ л} \cdot 120/1000 = 0,48 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 0,48 \cdot 50 \text{ дн} = 24 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

$$Q_{\text{сут}} = 12 \text{ л} \cdot 120/1000 = 1,44 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 1,44 \cdot 50 \text{ дн} = 72 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на бытовые помещения

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

$$Q = q \cdot n \cdot m \cdot t_p \cdot 0,001 = 500 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 50 \cdot 0,001 = 50 \text{ м}^3/\text{год},$$

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

n - количество душевых сеток, 1;

m - количество смен в сутки, 2;

t_p - количество рабочих дней в году, 50.

Расчет расхода воды на прачечную

$$Q_{\text{сут}} = 0,858 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q \cdot m \cdot t_p \cdot 0,001 = 75 \cdot 80 \cdot 7 \cdot 0,001 = 42 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

m - масса сух. белья, 80 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);

t_p - количество рабочих недель, 7.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

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

$$Q = q \cdot S \cdot n \cdot 0,001 = 0,5 \cdot 1700 \cdot 16 \cdot 0,001 = 13,6 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

S - площадь грейдерных дорог, 1700м²;

n - количество поливов в год, 16.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

$$Q_{\text{сут}} = 0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q \cdot S \cdot n \cdot 0,001 = 0,5 \cdot 200 \cdot 33 \cdot 0,001 = 3,3 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

S - площадь уборки, 200м²;

n - количество поливов в год, 33.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования

при норме расхода 0,5-1 м³/сут

$$Q = q \cdot t = 0,5 \cdot 50 = 25 \text{ м}^3$$

tp - количество дней, 50.

Расчет буровых сточных вод

$$V_{\text{бсв}} = 2,0 \cdot V_{\text{обр}}, \text{ (согласно, методике расчета ПМООС от 03.05.2012 №129)}$$

где V_{обр} - объем отраб. бурового раствора

$$V_{\text{бсв}} = 2,0 \cdot V_{\text{обр}} = 2,0 \cdot 282,0579 = 564,1157 \text{ м}^3$$

$$Q_{\text{сут}} = 5,6411 \text{ м}^3/\text{сут}$$

**РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПЕРИОД БУРЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ
ОДНОЙ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ**

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

За всё время проведения работ на рассматриваемом объекте будет задействовано 80 ед. персонала.

Из них : в период бурения - 40 чел.

в период испытания - 40 чел.

Расход воды на питьевые нужды в период бурения составит:

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

$$Q = q \cdot n \cdot t_p \cdot 0,001 = 25 \cdot 40 \cdot 70 \cdot 0,001 = 70 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

n - количество задействованного персонала, 40 чел;

tp - количество рабочих дней в году, 70 дн.

Расход воды на питьевые нужды в период испытания составит:

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

$$Q = q \cdot n \cdot t_p \cdot 0,001 = 25 \cdot 40 \cdot 300 \cdot 0,001 = 300 \text{ м}^3/\text{год}$$

Итоговый расход воды на питьевые нужды составит:

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

$$Q = 70+300 = 370 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на столовую

На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 40 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 40 чел. * 3 бл. = 120 блюд.

Кухни в столовой оснащены раковинами, моечными ваннами, рабочими столами. Норма водопотребления, согласно СНиП РК 4.01-41-2006, приложение 3 п.18.1 на 1 блюдо составляет 16 л, из них 4 л - на приготовление пищи и 12 л - на мытье посуды, оборудования и продуктов. Время работы составит 370 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

$$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ л} \cdot 120/1000 = 0,48 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 0,48 \cdot 370 \text{ дн} = 177,6 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

$$Q_{\text{сут}} = 12 \text{ л} \cdot 120/1000 = 1,44 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 1,44 \cdot 370 \text{ дн} = 532,8 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на бытовые помещения

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

$$Q = q \cdot n \cdot m \cdot t_p \cdot 0,001 = 500 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 370 \cdot 0,001 = 370 \text{ м}^3/\text{год},$$

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

n - количество душевых сеток, 1;

m - количество смен в сутки, 2;

tp - количество рабочих дней в году, 370.

Расчет расхода воды на прачечную

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

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

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

m - масса сух. белья, 160 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);

t_p - количество рабочих недель, 52.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

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

$$Q = q \cdot S \cdot n \cdot 0,001 = 0,5 \cdot 1700 \cdot 123 \cdot 0,001 = 104,55 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

S - площадь грейдерных дорог, 1700 м²;

n - количество поливов в год, 123.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

$$Q_{\text{сут}} = 0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q \cdot S \cdot n \cdot 0,001 = 0,5 \cdot 200 \cdot 246 \cdot 0,001 = 24,6 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

S - площадь уборки, 200 м²;

n - количество поливов в год, 246.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования

при норме расхода 0,5-1 м³/сут

$$Q = q \cdot t = 0,5 \cdot 370 = 185 \text{ м}^3$$

t_p - количество дней, 370.

Расчет буровых сточных вод

$$V_{\text{бсв}} = 2,0 \cdot V_{\text{обр}}, \text{ (согласно, методике расчета ПМООС от 03.05.2012 №129)}$$

где $V_{\text{обр}}$ - объем отработ. бурового раствора

$$V_{\text{бсв}} = 2,0 \cdot V_{\text{обр}} = 2,0 \cdot 309,1238 = 618,2476 \text{ м}^3$$

$$Q_{\text{сут}} = 4,4161 \text{ м}^3/\text{сут}$$

**РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПЕРИОД БУРЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ
ОДНОЙ ПОИСКОВОЙ СКВАЖИНЫ****Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала**

За всё время проведения работ на рассматриваемом объекте будет задействовано 40 ед. персонала.

Расход воды на питьевые нужды составит:

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

$$Q = q \cdot n \cdot t_p \cdot 0,001 = 25 \cdot 40 \cdot 710 \cdot 0,001 = 710 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

n - количество задействованного персонала, 40 чел;

t_p - количество рабочих дней в году, 710 дн.

Расчет расхода воды на столовую

На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 40 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 40 чел. * 3 бл. = 120 блюд.

Кухни в столовой оснащены раковинами, моечными ваннами, рабочими столами. Норма водопотребления, согласно СНиП РК 4.01-41-2006, приложение 3 п.18.1 на 1 блюдо составляет 16 л, из них 4 л - на приготовление пищи и 12 л - на мытье посуды, оборудования и продуктов. Время работы составит 710 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

$$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ л} \cdot 120/1000 = 0,48 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 0,48 \cdot 710 \text{ дн} = 340,8 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

$$Q_{\text{сут}} = 12 \text{ л} \cdot 120/1000 = 1,44 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 1,44 \cdot 710 \text{ дн} = 1022,4 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на бытовые помещения

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

$$Q = q \cdot n \cdot m \cdot t_p \cdot 0,001 = 500 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 710 \cdot 0,001 = 710 \text{ м}^3/\text{год},$$

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

n - количество душевых сеток, 1;
m - количество смен в сутки, 2;
tp - количество рабочих дней в году, 710.

Расчет расхода воды на прачечную

$$Q_{\text{сут}} = 0,06 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q * m * tp * 0,001 = 75 * 80 * 101 * 0,001 = 606 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

m - масса сух. белья, 80 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);

tp - количество рабочих недель, 101.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

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

$$Q = q * S * n * 0,001 = 0,5 * 1700 * 236 * 0,001 = 200,6 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

S - площадь грейдерных дорог, 1700м²;

n - количество поливов в год, 236.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

$$Q_{\text{сут}} = 0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q * S * n * 0,001 = 0,5 * 200 * 473 * 0,001 = 47,3 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

S - площадь уборки, 200м²;

n - количество поливов в год, 473.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования

при норме расхода 0,5-1 м³/сут

$$Q = q * t = 0,5 * 710 = 355 \text{ м}^3$$

tp - количество дней, 710.

Расчет буровых сточных вод

$$V_{\text{бсв}} = 2,0 * V_{\text{обр}}, \text{ (согласно, методике расчета ПМООС от 03.05.2012 №129)}$$

где V_{обр} - объем отработ. бурового раствора

$$V_{\text{бсв}} = 2,0 * V_{\text{обр}} = 2,0 * 475,19701 = 950,39402 \text{ м}^3$$

$$Q_{\text{сут}} = 4,31997 \text{ м}^3/\text{сут}$$

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПЕРИОД РАСКОНСЕРВАЦИИ И ВВОДУ ИЗ НАБЛЮДАТЕЛЬНОГО ФОНДА СКВАЖИН

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

За всё время проведения работ на рассматриваемом объекте будет задействовано 40 ед. персонала.

Расход воды на питьевые нужды в период расконсервации составит:

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

$$Q = q * n * tp * 0,001 = 25 * 40 * 10 * 0,001 = 10 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

n - количество задействованного персонала, 40 чел;

tp - количество рабочих дней в году, 10 дн.

Расчет расхода воды на столовую

На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 40 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 40 чел. * 3 бл. = 120 блюд.

Кухни в столовой оснащены раковинами, моечными ваннами, рабочими столами. Норма водопотребления, согласно СНиП РК 4.01-41-2006, приложение 3 п.18.1 на 1 блюдо составляет 16 л, из них 4 л - на приготовление пищи и 12 л - на мытье посуды, оборудования и продуктов. Время работы составит 10 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

$$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ л} * 120 / 1000 = 0,48 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 0,48 * 10 \text{ дн} = 4,8 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

$$Q_{\text{сут}} = 12 \text{ л} * 120 / 1000 = 1,44 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 1,44 * 10 \text{ дн} = 14,4 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на бытовые помещения

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

$$Q = q \cdot n \cdot m \cdot t_p \cdot 0,001 = 500 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 10 \cdot 0,001 = 10 \text{ м}^3/\text{год},$$

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

n - количество душевых сеток, 1;

m - количество смен в сутки, 2;

t_p - количество рабочих дней в году, 10.

Расчет расхода воды на прачечную

$$Q_{\text{сут}} = 6 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q \cdot m \cdot t_p \cdot 0,001 = 75 \cdot 80 \cdot 1 \cdot 0,001 = 6 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

m - масса сух. белья, 80 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);

t_p - количество рабочих недель, 1.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

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

$$Q = q \cdot S \cdot n \cdot 0,001 = 0,5 \cdot 1700 \cdot 3 \cdot 0,001 = 2,55 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

S - площадь грейдерных дорог, 1700 м²;

n - количество поливов в год, 3.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

$$Q_{\text{сут}} = 0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q \cdot S \cdot n \cdot 0,001 = 0,5 \cdot 200 \cdot 6 \cdot 0,001 = 0,6 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

S - площадь уборки, 200 м²;

n - количество поливов в год, 6.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования

при норме расхода 0,5-1 м³/сут

$$Q = q \cdot t = 0,5 \cdot 10 = 5 \text{ м}^3$$

t_p - количество дней, 10.

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПЕРИОД РЕГЛАМЕНТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЕСЖАН (НА ГОД МАКС. ДОБЫЧИ)

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

За всё время проведения работ на рассматриваемом объекте будет задействовано 40 ед. персонала.

Расход воды на питьевые нужды в период эксплуатации составит:

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

$$Q = q \cdot n \cdot t_p \cdot 0,001 = 25 \cdot 40 \cdot 365 \cdot 0,001 = 365 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

n - количество задействованного персонала, 40 чел;

t_p - количество рабочих дней в году, 365 дн.

Расчет расхода воды на столовую

На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 40 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 40 чел. * 3 бл. = 120 блюд.

Кухни в столовой оснащены раковинами, моечными ваннами, рабочими столами. Норма водопотребления, согласно СНиП РК 4.01-41-2006, приложение 3 п.18.1 на 1 блюдо составляет 16 л, из них 4 л - на приготовление пищи и 12 л - на мытье посуды, оборудования и продуктов. Время работы составит 365 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

$$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ л} \cdot 120/1000 = 0,48 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 0,48 \cdot 365 \text{ дн} = 175,2 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

$$Q_{\text{сут}} = 12 \text{ л} \cdot 120/1000 = 1,44 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 1,44 \cdot 365 \text{ дн} = 525,6 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на бытовые помещения

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

$$Q = q \cdot n \cdot m \cdot t_p \cdot 0,001 = 500 \cdot 1 \cdot 2 \cdot 365 \cdot 0,001 = 365 \text{ м}^3/\text{год},$$

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

n - количество душевых сеток, 1;

m - количество смен в сутки, 2;

tr - количество рабочих дней в году, 365.

Расчет расхода воды на прачечную

$$Q_{\text{сут}} = 0,116 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q \cdot m \cdot tr \cdot 0,001 = 75 \cdot 80 \cdot 52 \cdot 0,001 = 312 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

m - масса сух. белья, 80 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);

tr - количество рабочих недель, 52.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

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

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

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

S - площадь грейдерных дорог, 1700 м²;

n - количество поливов в год, 121.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

$$Q_{\text{сут}} = 0,1 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q \cdot S \cdot n \cdot 0,001 = 0,5 \cdot 200 \cdot 243 \cdot 0,001 = 24,3 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

S - площадь уборки, 200 м²;

n - количество поливов в год, 243.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования

при норме расхода 0,5-1 м³/сут

$$Q = q \cdot t = 0,5 \cdot 365 = 182,5 \text{ м}^3$$

tr - количество дней, 365.

Водоотведение:

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик), из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Производственно-ливневые сточные воды представлены водами, образующимися в процессе работ промысла и ливневыми стоками. Система производственно-ливневой канализации предназначена для сбора дождевых вод с технологической площадки с твердым покрытием и с обвалованных участков через дождеприёмные колодцы и приямки. Все производственные стоки, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, собираются в подземную металлическую емкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе.

Хозбытовые сточные воды

Для отвода хозяйственных сточных вод от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной, на территории полевого лагеря предусматривается использование септиков и устройство хозяйственной канализации.

Хозяйственно-бытовые стоки от полевого лагеря будут отводиться в специальные гидроизолированные емкости (септики). По мере накопления стоки откачиваются и вывозятся автоцистернами специализированными организациями на договорной основе.

Учет объемов сточных вод ведется по количеству рейсов и объему автоцистерны спецавтотранспорта.

В процессе проведения работ на рассматриваемом месторождении *отсутствует* сброс сточных вод в водные объекты и на рельеф местности. Все сточные воды, накопленные на территории полевого лагеря, сдаются на утилизацию специализированной организации по договору.

Производственные стоки представлены пластовой водой, образующейся в процессе подготовки нефти. Далее вода поступает на сепаратор. После сепарации пластовая вода собирается в подземную дренажную емкость. По мере накопления вода вывозится по договору.

Производственные сточные воды, образуемые при проведении интенсификации притока методом ГРП будут собираться в гидроизолированную емкость с последующим вывозом на стороннюю специализированную организацию.

Ливневые воды. Система ливневой канализации на площадке буровой установки не предусматривается с учетом того, что буровой станок находится на площадке непостоянно, короткое время. Покрытие площадок предусматривается из гравийного слоя, уложенного на уплотнённый грунт. Для предотвращения подтопления ливневыми осадками и паводковыми водами, производственная площадка буровой обваловывается грунтом, высотой 0,5-0,7 м с одним выездом и въездом, расположенным вверх по уклону для предотвращения растекания загрязненного поверхностного стока с промплощадки буровой.

Ливневые воды с территории буровой площадки не отводятся за ее пределы и не оказывают воздействия на окружающую среду.

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. Буровые сточные воды могут рассматриваться на повторное использование в процессе после соответствующей очистки и подготовки.

Расчет объема сточных вод произведен выше согласно Приказу Министра ООС РК «Об утверждении методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод от бурения скважин) от 03 мая 2012г №129-Ө.

Буровые сточные воды собираются в металлическую емкость и вывозятся согласно договору со специализированной организацией на дальнейшую утилизацию.

При реализации намечаемой деятельности, связанной с разработкой месторождения Есжан **сброс сточных вод на рельеф местности или вводные объекты отсутствует.**

По результатам проведенного расчета водопотребления и водоотведения количественные показатели использования воды при реализации проектных решений ПРМ Есжан составляют:

- **на регламентную эксплуатацию объектов месторождения (на год максимальной добычи):**
 - водопотребление – 2152,45 м³/год или 5,50 м³/сут;
 - водоотведения – 1743,99 м³/год или 4,07 м³/сут;
 - безвозвратное потребление – 408,46 м³/год или 1,43 м³/сут.
- **при бурении 1 добывающей скважины:**
 - водопотребление – 1212,52 м³/год или 17,25 м³/сут;
 - водоотведения – 936,51 м³/год или 13,13 м³/сут;
 - безвозвратное потребление – 276,01 м³/год или 4,12 м³/сут.
- **при строительстве 1 оценочной скважины:**
 - водопотребление – 3525,30 м³/год или 17,01 м³/сут;
 - водоотведения – 2888,28 м³/год или 12,55 м³/сут;
 - безвозвратное потребление – 637,02 м³/год или 4,46 м³/сут.
- **при строительстве 1 поисковой скважины:**
 - водопотребление – 5640,494 м³/год или 10,60 м³/сут;
 - водоотведения – 4640,93 м³/год или 8,75 м³/сут;
 - безвозвратное потребление – 999,56 м³/год или 1,85 м³/сут.
- **при расконсервации и вводу из наблюдательного фонда 1 скважины:**
 - водопотребление – 153,35 м³/год или 11,38 м³/сут;
 - водоотведения – 45,18 м³/год или 9,95 м³/сут;
 - безвозвратное потребление – 108,17 м³/год или 1,43 м³/сут.

Водный баланс объекта на период регламентной эксплуатации месторождения, при бурении и строительстве скважин, а также расконсервации и вводу из наблюдательного фонда скважин представлен в таблицах 3.2.1-3.2.5. Ежегодный забор свежей воды с получением разрешения на специальное водопользование не предусматривается. Однако оператором в перспективе развития предприятия может быть рассмотрено бурение собственной водозаборной скважины.

Таблица 3.2.1 – Баланс водопотребления и водоотведения на период бурения добывающей скважины на месторождении Есжан

№ п/п	Наименование водопотребителей (цех, участок)	Расход воды на единицу измерения, м³/сут				Годовой расход воды, тыс. м³/пер				Безвозвратное потребл. и потери воды		Кол-во выпускаемых сточных вод на ед.изм., м³/сут			Кол-во выпускаемых сточных вод в год, тыс м³/пер		
		Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников			Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников										
			всего	В том числе			всего	В том числе									
				произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды			произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды	На ед. измер. м³/сут	Всего тыс. м³/год	Всего	произв. техн. стоки	хоз. бытовые стоки	Всего	произв. техн. стоки	хоз. бытовые. стоки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Вода питьевая, привозная																
1	Персонал	-	1,000	-	1,000	-	0,050		0,050	0,040	0,002	0,960	-	0,960	0,048	-	0,048
2	Столовая	-	1,920	1,440	0,480	-	0,096	0,072	0,024	0,384	0,019	1,536	-	1,536	0,077	-	0,077
3	Бытовые помещения	-	1,000	1,000	-	-	0,050	0,050	-	0,026	0,001	0,974	-	0,974	0,049	-	0,049
4	Прачечная	-	0,857	0,857	-	-	0,042	0,042	-	-	-	0,857	-	0,857	0,042	-	0,042
5	Мытье полов	-	0,100	0,100	-	-	0,003	0,003	-	0,020	0,001	0,080	-	0,080	0,003	-	0,003
Итого Хозбытовые:			4,877	3,397	1,480		0,241	0,167	0,074	0,470	0,023	4,407		4,407	0,218		0,218
	Вода технического качества																
6	Противопожар. резервуар	-	0,010	0,010	-	-	0,100	0,100	-	0,010	0,100	-	-	-	-	-	-
7	Обмыв оборудования	-	0,500	0,500	-	-	0,025	0,025	-	0,100	0,005	0,400	0,400	-	0,020	0,020	-
8	Полив грейд. дорог	-	0,850	0,850	-	-	0,014	0,014	-	0,850	0,014	-	-	-	-	-	-
9	Приготовление растворов	-	5,370	5,370	-	-	0,269	0,269	-	2,685	0,134	2,685	2,685	-	0,134	0,134	-
10	Буровые сточные воды	-	5,641	5,641	-	-	0,564	0,564	-	-	-	5,641	5,641	-	0,564	0,564	-
Итого Технические:			12,371	12,371			0,971	0,971		3,645	0,253	8,726	8,726		0,718	0,718	
Итого по предприятию:			17,248	15,768	1,480		1,213	1,139	0,074	4,115	0,276	13,133	8,726	4,407	0,937	0,718	0,218

Таблица 3.2.2 – Баланс водопотребления и водоотведения на период бурения и испытания одной оценочной скважины, глубиной 2700м на месторождении Есжан

№ п/п	Наименование водопотребителей (цех, участок)	Расход воды на единицу измерения, м³/сут				Годовой расход воды, тыс. м³/пер				Безвозвратное потребл. и потери воды		Кол-во выпускаемых сточных вод на ед.изм., м³/сут			Кол-во выпускаемых сточных вод в год, тыс м³/пер				
		Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников			Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников					На ед. измер. м³/сут	Всего тыс. м³/год	Всего	В том числе		Всего	В том числе	
			всего	В том числе			всего	В том числе							произв. техн. стоки	хоз. бытовые стоки		произв. техн. стоки	хоз. бытовые. стоки
				произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды			произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
	Вода питьевая, привозная																		
1	Персонал	-	2,000	-	2,000	-	0,370		0,370	0,080	0,030	1,920	-	1,920	0,340	-	0,340		
2	Столовая	-	1,920	1,440	0,480	-	0,710	0,533	0,178	0,384	0,142	1,536	-	1,536	0,568	-	0,568		
3	Бытовые помещения	-	1,000	1,000	-	-	0,370	0,370	-	0,026	0,010	0,974	-	0,974	0,360	-	0,360		
4	Прачечная	-	0,231	0,231	-	-	0,624	0,624	-	-	-	0,231	-	0,231	0,624	-	0,624		
5	Мытье полов	-	0,100	0,100	-	-	0,025	0,025	-	0,020	0,005	0,080	-	0,080	0,020	-	0,020		
Итого Хозбытовые:			5,251	2,771	2,480		2,099	1,551	0,548	0,510	0,186	4,741		4,741	1,913		1,913		
	Вода технического качества																		
6	Противопожар. резервуар	-	0,010	0,010	-	-	0,100	0,100	-	0,010	0,100	-	-	-	-	-	-		
7	Обмыв оборудования	-	0,500	0,500	-	-	0,185	0,185	-	0,100	0,037	0,400	0,400	-	0,148	0,148	-		
8	Полив грейд. дорог	-	0,850	0,850	-	-	0,105	0,105	-	0,850	0,105	-	-	-	-	-	-		
9	Приготовление растворов	-	5,979	5,979	-	-	0,419	0,419	-	2,989	0,209	2,989	2,989	-	0,209	0,209	-		
10	Буровые сточные воды	-	4,416	4,416	-	-	0,618	0,618	-	-	-	4,416	4,416	-	0,618	0,618	-		
Итого Технические:			11,755	11,755			1,426	1,426		3,949	0,451	7,805	7,805		0,975	0,975			
Итого по предприятию:			17,005	14,525	2,480		3,525	2,978	0,548	4,459	0,637	12,546	7,805	4,741	2,888	0,975	1,913		

Таблица 3.2.3 – Баланс водопотребления и водоотведения На период бурения и испытания одной поисковой скважины, глубиной 3500м на месторождении Есжан

№ п/п	Наименование водопотребителей (цех, участок)	Расход воды на единицу измерения, м³/сут				Годовой расход воды, тыс. м³/пер				Безвозвратное потребл. и потери воды		Кол-во выпускаемых сточных вод на ед.изм., м³/сут			Кол-во выпускаемых сточных вод в год, тыс м³/пер		
		Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников			Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников										
			всего	В том числе			всего	В том числе									
				произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды			произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды	На ед. измер. м³/сут	Всего тыс. м³/год	Всего	произв. техн. стоки	хоз. бытовые стоки	Всего	произв. техн. стоки	хоз. бытовые. стоки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Вода питьевая, привозная																
1	Персонал	-	1,000	-	1,000	-	0,710		0,710	0,040	0,028	0,960	-	0,960	0,682	-	0,682
2	Столовая	-	1,920	1,440	0,480	-	1,363	1,022	0,341	0,384	0,273	1,536	-	1,536	1,091	-	1,091
3	Бытовые помещения	-	1,000	1,000	-	-	0,710	0,710	-	0,026	0,018	0,974	-	0,974	0,692	-	0,692
4	Прачечная	-	0,059	0,059	-	-	0,606	0,606	-	-	-	0,059	-	0,059	0,606	-	0,606
5	Мытье полов	-	0,100	0,100	-	-	0,047	0,047	-	0,020	0,009	0,080	-	0,080	0,038	-	0,038
Итого Хозбытовые:			4,079	2,599	1,480		3,437	2,386	1,051	0,470	0,329	3,609		3,609	3,108		3,108
	Вода технического качества																
6	Противопожар. резервуар	-	0,010	0,010	-	-	0,100	0,100	-	0,010	0,100	-	-	-	-	-	-
7	Обмыв оборудования	-	0,500	0,500	-	-	0,355	0,355	-	0,100	0,071	0,400	0,400	-	0,284	0,284	-
8	Полив грейд. дорог	-	0,850	0,850	-	-	0,201	0,201	-	0,850	0,201	-	-	-	-	-	-
9	Приготовление растворов	-	0,842	0,842	-	-	0,598	0,598	-	0,421	0,299	0,421	0,421	-	0,299	0,299	-
10	Буровые сточные воды	-	4,320	4,320	-	-	0,950	0,950	-	-	-	4,320	4,320	-	0,950	0,950	-
Итого Технические:			6,522	6,522			2,204	2,204		1,381	0,671	5,141	5,141		1,533	1,533	
Итого по предприятию:			10,602	9,122	1,480		5,640	4,590	1,051	1,851	1,000	8,751	5,141	3,609	4,641	1,533	3,108

Таблица 3.2.4 – Баланс водопотребления и водоотведения на период расконсервации и вводу из наблюдательного фонда одной скважины

№ п/п	Наименование водопотребителей (цех, участок)	Расход воды на единицу измерения, м³/сут				Годовой расход воды, тыс. м³/пер				Безвозвратное потребл. и потери воды		Кол-во выпускаемых сточных вод на ед.изм., м³/сут			Кол-во выпускаемых сточных вод в год, тыс м³/пер		
		Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников			Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников										
			всего	В том числе			всего	В том числе									
				произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды			произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды	На ед. измер. м³/сут	Всего тыс. м³/год	Всего	произв. техн. стоки	хоз. бытовые стоки	Всего	произв. техн. стоки	хоз. бытовые. стоки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Вода питьевая, привозная																
1	Персонал	-	1,000	-	1,000	-	0,010		0,010	0,040	0,000	0,960	-	0,960	0,010	-	0,010
2	Столовая	-	1,920	1,440	0,480	-	0,019	0,014	0,005	0,384	0,004	1,536	-	1,536	0,015	-	0,015
3	Бытовые помещения	-	1,000	1,000	-	-	0,010	0,010	-	0,026	0,000	0,974	-	0,974	0,010	-	0,010
4	Прачечная	-	6,000	6,000	-	-	0,006	0,006	-	-	-	6,000	-	6,000	0,006	-	0,006
5	Мытье полов	-	0,100	0,100	-	-	0,001	0,001	-	0,020	0,000	0,080	-	0,080	0,000	-	0,000
Итого Хозбытовые:			10,020	8,540	1,480		0,046	0,031	0,015	0,470	0,005	9,550		9,550	0,041		0,041
	Вода технического качества																
6	Противопожар. резервуар	-	0,010	0,010	-	-	0,100	0,100	-	0,010	0,100	-	-	-	-	-	-
7	Обмыв оборудования	-	0,500	0,500	-	-	0,005	0,005	-	0,100	0,001	0,400	0,400	-	0,004	0,004	-
8	Полив грейд. дорог	-	0,850	0,850	-	-	0,003	0,003	-	0,850	0,003	-	-	-	-	-	-
Итого Технические:			1,360	1,360			0,108	0,108		0,960	0,104	0,400	0,400		0,004	0,004	
Итого по предприятию:			11,380	9,900	1,480		0,153	0,139	0,015	1,430	0,108	9,950	0,400	9,550	0,045	0,004	0,041

Таблица 3.2.5 – Баланс водопотребления и водоотведения на период регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (на год максимальной добычи)

№ п/п	Наименование водопотребителей (цех, участок)	Расход воды на единицу измерения, м³/сут				Годовой расход воды, тыс. м³/пер				Безвозвратное потребл. и потери воды		Кол-во выпускаемых сточных вод на ед.изм., м³/сут			Кол-во выпускаемых сточных вод в год, тыс м³/пер		
		Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников			Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников										
			всего	В том числе			всего	В том числе									
				произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды			произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды	На ед. измер. м³/сут	Всего тыс. м³/год	Всего	произв. техн. стоки	хоз. бытовые стоки	Всего	произв. техн. стоки	хоз. бытовые. стоки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Вода питьевая, привозная																
1	Персонал	-	1,000	-	1,000	-	0,365		0,365	0,040	0,015	0,960	-	0,960	0,350	-	0,350
2	Столовая	-	1,920	1,440	0,480	-	0,701	0,526	0,175	0,384	0,140	1,536	-	1,536	0,561	-	0,561
3	Бытовые помещения	-	1,000	1,000	-	-	0,365	0,365	-	0,026	0,009	0,974	-	0,974	0,356	-	0,356
4	Прачечная	-	0,115	0,115	-	-	0,312	0,312	-	-	-	0,115	-	0,115	0,312	-	0,312
5	Мытье полов	-	0,100	0,100	-	-	0,024	0,024	-	0,020	0,005	0,080	-	0,080	0,019	-	0,019
Итого Хозбытовые:			4,135	2,655	1,480		1,767	1,227	0,540	0,470	0,169	3,665		3,665	1,598		1,598
	Вода технического качества																
6	Противопожар. резервуар	-	0,010	0,010	-	-	0,100	0,100	-	0,010	0,100	-	-	-	-	-	-
7	Обмыв оборудования	-	0,500	0,500	-	-	0,183	0,183	-	0,100	0,037	0,400	0,400	-	0,146	0,146	-
8	Полив грейд. дорог	-	0,850	0,850	-	-	0,103	0,103	-	0,850	0,103	-	-	-	-	-	-
Итого Технические:			1,360	1,360			0,385	0,385		0,960	0,239	0,400	0,400		0,146	0,146	
Итого по предприятию:			5,495	4,015	1,480		2,152	1,612	0,540	1,430	0,408	4,065	0,400	3,665	1,744	0,146	1,598

3.2.2. Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т. д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт. Чем надежнее перекрыты подземные воды слабопроницаемыми отложениями, больше их мощность и ниже фильтрационные свойства, больше глубина залегания уровня грунтовых вод (то есть чем благоприятнее природные факторы защищенности), тем выше вероятность защищенности подземных вод по отношению к любым видам загрязняющих веществ, проникающих с поверхности земли. Поэтому при оценке защищенности подземных вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

Первоочередной задачей при разработке месторождения является недопущение загрязнения грунтовых вод через почвенный покров при разливах ГСМ, пластовых вод и сточных вод. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Источниками дополнительного воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников. Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и подземная дренажная емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом на данный проектный период разработки месторождения Есжанпри соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохраных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на водные ресурсы можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – **ограниченный (2)** – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении 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 природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет **24 балла**, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении

Есжан присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

3.2.3. Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

- обследование территории месторождения;
- замеры уровней и температуры воды;
- промер глубин;
- прокачка скважин перед отбором проб;
- отбор проб и лабораторные исследования.

В пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтегазоконденсатных месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- рН, общая минерализация (сухой остаток);
- макрокомпонентный состав подземных вод (HCO_3 , Cl, SO_4 , Na, K, Ca, Mg);
- окисляемость перманганатная, жесткость общая;
- суммарные нефтяные углеводороды, фенолы;
- аммоний, нитриты, нитраты;
- СПАВ, БПК, ХПК;
- тяжелые металлы (Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe).

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в сертифицированных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам.

Результаты анализов записываются в бланки установленной формы. По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

Мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на территории предприятия необходимо осуществлять согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля».

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо рассмотреть проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его консервации по окончании разработки.

3.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕДРА

3.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

Краткие сведения о геолого-геофизической изученности

Недропользователем месторождения Есжан является ТОО «САУТС-ОЙЛ», имеющий Контракт № 4510 от 22.09.2017 г. на добычу углеводородного сырья на месторождении Есжан в Кызылординской области РК, заключенный между МЭ РК и ТОО «САУТС-ОЙЛ».

С 2001 г. право на проведение разведки углеводородного сырья предоставлено ТОО «САУТС-ОЙЛ» в соответствии с контрактом на Недропользование (№662 от 24.04.2001 г.).

В 2006 г. ТОО «ДАНК» на всей контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» были проведены сейсморазведочные работы МОГТ 2Д. Интерпретация материалов проводилась компанией «Парадайм Геофизикал Сервисез» (PGDS). В результате интерпретации и обобщения результатов этих работ, были построены структурные карты по отражающим горизонтам Паг (поверхность арыскума), Шаг (подошва арыскума), IV (поверхность дощана) и VI (поверхность палеозоя).

В 2007 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» по договору с ТОО «САУТС-ОЙЛ» был выполнен анализ сейсморазведочных работ 2Д.

В 2008 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» выполнил «Проект разведки и оценки залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» в пределах блоков XXVIII-37-А, В, D (частично), Е (частично), F (частично) в Карагандинской и Кызылординской областях РК» и согласован ТУ «Южказнедра» (протокол №328/08 от 03.07.2008 г.), в рамках которого на структуре Есжан предусматривалось бурение 7 поисковых скважин проектными глубинами 2250 м (проектный горизонт – палеозой). В период 2008-2011 гг., согласно «Проекту разведочных работ...», было пробурено 7 поисковых скважин (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7).

Месторождение Есжан открыто в 2009 г. в результате бурения скважины №2, где получили фонтанирующий приток нефти из среднеюрских отложений (дошанской свиты).

В 2011 г. на площади Есжан АО «Азимут Энерджи Сервисез» выполнила сейсмосьемку 3Д. Обработка и интерпретация сейсмических исследований выполнена компанией «Петролеум Геосервисез Казахстан». В результате интерпретации были получены структурные карты по отражающим горизонтам: PZ (кровля палеозоя), J₂ (кровля средней юры), М-II (кровля продуктивного горизонта), K_{1nc1ag} (кровля арыкумского горизонта).

В 2012 г. ТОО «НПЦ Туран Гео» выполнен и принят КГиН МИИНТ РК «Проект поисков залежей нефти и газа на Контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» в пределах блоков XXVIII-37-А, В, D (частично), Е (частично), F (частично) в Карагандинской и Кызылординской областях РК (протокол №17-04/4968 от 20.12.2012 г.), согласно которому были пробурены 3 разведочные скважины (№№ 8, 9, 10).

Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 01.02.2013 г. (АО «НИПИнефтегаз») утвержден протоколом ГКЗ РК №1320-13-П от 23.08.2013 г. Геологические/извлекаемые запасы нефти по месторождению Есжан по категории C₁+C₂ составили 3337,3/1001,2 тыс.т.

В 2013 г. на основе ОПЗ был составлен Проект пробной эксплуатации месторождения Есжан по состоянию на 01.07.2013 г. (АО «НИПИнефтегаз»).

В 2014 г. ТОО «Ast Nedra» выполнен «Проект оценочных работ залежей нефти и газа на Контрактной территории № 662 ТОО «САУТС-ОЙЛ» в пределах блоков XXVIII-37-А, В, D (частично), Е (частично), F (частично), расположенных в Карагандинской и Кызылординской областях РК (протокол № 58/13 от 17.04.2015 г.)

В 2016 г. ТОО «Ast Nedra» выполнен «Подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2016 г.» (протокол ГКЗ РК №1715-16-У от 21.10.2016 г.). Запасы нефти, принятые ГКЗ РК на Государственный баланс полезных ископаемых РК составили: C₁ – геологические 1470 тыс.т, извлекаемые 334 тыс.т; C₂ – геологические 480 тыс.т, извлекаемые 71 тыс.т.

На основе Подсчета запасов УВС составлена «Технологическая схема разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.07.2016 г.». После подписания Недропользователем Контракта на добычу №4510 от 22.09.2017 г. и согласно «Технологической схеме разработки...» (протокол ЦКР РК № 83/6 от 31.03.2017г.) с 2018г. началась промышленная разработка месторождения Есжан.

В 2020 г. проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в пределах контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ».

В 2022 г. компанией ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профессионал Гео Солюшнс Казахстан») была выполнена обработка и интерпретация сейсмических материалов МОГТ 3Д.

По результатам текущего состояния разработки месторождения и с учетом планируемых мероприятий недропользователя был составлен «Анализ разработки месторождения Есжан». Протоколом ЦКРР РК № 32/6 от 6.10.2022 г. были приняты уточненные технологические показатели разработки на 2023-2024 гг. и было рекомендовано выполнить Пересчет запасов УВ с дальнейшим составить новый проектный документ на разработку месторождения.

С учетом переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3Д (2020-2022 гг.), бурения новых скважин (№№ 17, 18, А50) и лабораторных анализов керна была построена геологическая и гидродинамическая модель месторождения Есжан.

В 2025 г. по результатам новых данных выполнен «Пересчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа месторождения Есжан по состоянию изученности на 02.01.2025 г.»

(протокол ГКЗ РК №2783-25-У от 27.11.2025 г.). Запасы, принятые ГКЗ РК на Государственный баланс полезных ископаемых РК составили:

<i>нефть:</i>	C_1 – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т;
	C_2 – геологические 1152 тыс.т, извлекаемые 211 тыс.т.
<i>растворенный газ:</i>	C_1 – геологические 153,3 млн.м ³ , извлекаемые 37,2 млн.м ³ ;
	C_2 – геологические 142,1 млн.м ³ , извлекаемые 25,9 млн.м ³ .

в том числе в пределах Горного отвода:

<i>нефть:</i>	C_1 – геологические 1583 тыс.т, извлекаемые 384 тыс.т;
	C_2 – геологические 507 тыс.т, извлекаемые 93 тыс.т.
<i>растворенный газ:</i>	C_1 – геологические 153,3 млн.м ³ , извлекаемые 37,2 млн.м ³ ;
	C_2 – геологические 89,9 млн.м ³ , извлекаемые 16,4 млн.м ³ .

в том числе за пределами Горного отвода:

<i>нефть:</i>	C_2 – геологические 645 тыс.т, извлекаемые 118 тыс.т.
<i>растворенный газ:</i>	C_2 – геологические 52,2 млн.м ³ , извлекаемые 9,5 млн.м ³ .

Проект разработки составлен на основе утвержденных запасов УВ с целью обоснование рациональной системы разработки месторождения Есжан по состоянию на 01.01.2026 г. и выполнен в соответствии с Кодексом РК «О недрах и недропользовании», «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Границы Контрактной территории определены горным отводом, площадь составляет 8,36 км² с глубиной – до абсолютной отметки -2007,7 м.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Есжан: 1) с.ш.46°34'00" в.д.64°39'48"; 2) с.ш.46°34'02" в.д.64°40'12"; 3) с.ш.46°33'39" в.д.64°40'37"; 4) с.ш.46°33'14" в.д.64°42'02"; 5) с.ш.46°32'24" в.д.64°42'16"; 6) с.ш.46°32'25" в.д.64°41'33"; 7) с.ш.46°31'59" в.д.64°41'04"; 8) с.ш.46°32'18" в.д.64°39'58"; 9) с.ш.46°32'41" в.д.64°39'58"; 10) с.ш.46°32'49" в.д.64°39'15"; 11) с.ш.46°33'08" в.д.64°39'09"; 12) с.ш.46°33'21" в.д.64°39'35".

Возможность выбора других мест осуществления намечаемой деятельности не предусматривается ввиду территориальной привязки данного участка недр к контракту на добычу углеводородного сырья на месторождении Есжан.

Нефтегазоносность

Месторождение Есжан расположен в пределах Арыскупского нефтегазоносного района Южно-Тургайской нефтегазоносной области, где разрабатываются месторождения нефти и газа Арыскуп, Кумколь, Кенлык и др.

Залежи нефти на Кумколе связаны с отложениями средней-верхней юры и нижнего неокома, на Арыскуме газонасыщенные отложения верхней юры и нефтегазонасыщены отложения нижнего неокома.

По нефтегеологическому районированию структура находится в одной зоне с газонефтяным месторождением Арыскуп. Эта зона приурочена к структурным ловушкам, примыкающим к Каратаускому разлому и представляющим инверсионные антиклинальные складки, нарушенные разломом в присводовой части.

На месторождении Есжан по данным разведочного, эксплуатационного бурения, детальной попластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС в дощанской свите установлены три продуктивных горизонта Ю-IV-А, Ю-IV-Б и Ю-IV-С.

После «Подсчета запасов-2016 г.», были пробурены скважины №17, 18 и проведены испытания в открытом стволе в скважине №А50, а также выполнены работы по переинтерпретации сейсмических данных 3Д. Согласно переинтерпретации сейсмических данных 3Д от 2022 года, были выделены возможные каналы (временный поток или конус выноса) по атрибутивному анализу LaRho. Также результатам работ по переинтерпретации было обобщение 3Д сейсмических данных и разведочных скважин.

Юго-восточнее скважины №12 выделяется Юго-восточное поле, где была пробурена разведочная скважина №А50. Юго-восточное поле выделяется как продолжение месторождения Есжан, по корреляции скважин выделяются пласты-коллекторы в дощанской свите.

Но надо отметить, что существенные изменения относительно выделения коллекторов коснулись только горизонтов Ю-IV-А, Ю-IV-Б и в результате переинтерпретации данных ГИС выделен новый горизонт Ю-IV-С.

Скважина №17, пробуренная в пределах залежи горизонта Ю-IV-А, вскрыла водонасыщенные коллектора, где кровля воды на отметке минус -1805,2 м. По горизонту Ю-IV-Б скважина вскрывает нефтенасыщенные коллектора суммарной мощностью 8,7 м, кровля коллектора на абсолютной отметке -1917,4, подошва нефтенасыщенных коллекторов на абсолютной отметке - 1929,2 м.

Скважина №18, после бурения и испытания горизонтов получены притоки воды. Выполненные результаты ГТМ и интенсификации притока не дали положительного результата, а также в результате переинтерпретации открытого ствола ГИС выделены водонасыщенные интервалы.

В скважине №А50 по результатам переинтерпретации данных ГИС выделены пласты коллектора в горизонтах Ю-IV-А, Ю-IV-Б, которые были рекомендованы на испытание в открытом стволе. В трех интервалах были проведены испытания в открытом стволе (ИПТ), где из I-объекта в интервале 2042-2050 м. был получен газ с незначительным количеством конденсата.

3.3.2. Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 года, недра – часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладает некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична. Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровеньнезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;

- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием эксплуатации месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозийного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн.

Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

К основным источникам загрязнения и воздействия на окружающую среду при азработке нефтегазовых месторождений относятся: неплотности сальников устьевой арматуры, насосов, фланцевых соединений, задвижек; продукты сжигания газа в факелах, химреагенты, пластовая вода, промышленные отходы.

Часто отмечаемое повышение сейсмичности и проседание земной поверхности на территории, где активно ведется разработка газа и конденсата, обусловлено масштабным отбором пластовых жидкостей в процессе эксплуатации месторождения без проведения соответствующих компенсационных мероприятий. Это приводит к постепенному падению пластовых давлений и, как следствие, - к увеличению сжатия и пористости пород, уплотнению пород и к возникновению просадок, приращению сейсмической интенсивности.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду при выполнении принятых проектных и природоохранных решений можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – **ограниченный (2)** – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – **многолетний (4)** – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **сильная (4)** – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет **32 балла**, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как **высокая (28-64)** – изменения в недрах превышают цепь естественных изменений, необходим контроль и мониторинг воздействия, а также соблюдение природоохранных требований и по рациональному использованию недр.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

3.3.3. Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород

Цели и задачи мониторинга недр, в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов Республики Казахстан, включают следующие направления:

1. Обеспечение безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов;
2. Обеспечение наиболее полного извлечения газа, учета добываемой продукции;
3. Обеспечение уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды;
4. Проведение геодинамического мониторинга;
5. Проведение сейсмологического мониторинга.

Вопросы обеспечения безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечения качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов; обеспечения наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции; обеспечения уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными и проектными документами и должны быть организованы на месторождении на должном уровне.

Геодинамический мониторинг проводится для организации контроля за активизацией тектонических нарушений, горизонтальных движений массивов горных пород, проседания земной поверхности, а также с целью выявления и предупреждения возможных аномальных геодинамических процессов природного или природно-техногенного характера.

Сейсмологический мониторинг осуществляется с помощью GPS, гравиметрических, нивелирных измерений. Общая цель работ сейсмологического мониторинга – оценка сейсмологического риска, связанного с длительной эксплуатацией месторождения, путем создания системы сейсмологических пунктов и выполнения непрерывных сейсмологических наблюдений с регистрацией местных и близких землетрясений природно-техногенного генезиса.

3.4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ

3.4.1. Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

Ландшафтные комплексы достаточно устойчивы к проектируемым видам работ. Техногенные вещества, поступающие на поверхность почвы и проникающие в глубь ее, дифференцируются в пределах генетического профиля почвы, в котором различные генетические горизонты выступают в роли тех или иных геохимических барьеров, задерживающих часть техногенного потока. Миграция загрязнений в почвах возможна только при наличии капельножидкой среды. Загрязненные воды, проходя сквозь почву, частично или полностью очищаются от техногенных продуктов, но сама почва, представляющая систему геохимических барьеров, загрязняется.

Буферность почв по отношению к воздействию техногенных потоков веществ зависит от совокупности процессов, выводящих избыточные деструкционно-активные продукты техногенеза из биологического круговорота:

- вымывания токсичных веществ за пределы почвенного профиля;
- консервации токсичных веществ на геохимических барьерах в недоступных для живых организмов формах;
- разложения токсичных химических соединений до форм, не опасных для живых организмов.

В зависимости от почвенно-геохимических условий, часть удерживаемых в почвах элементов, в том числе и высокотоксичных, переходит в труднорастворимые не доступные для растений формы. Поэтому, несмотря на относительное накопление, они не включаются в биологический круговорот. Другие элементы в этих же почвах образуют относительно мобильные, но все же накапливающиеся формы, и поэтому особенно опасны для биоты. Ряд элементов образуют в этих же условиях легкорастворимые формы, и в почвах с промывным режимом выносятся за пределы профиля, поэтому представляют меньшую опасность. В почвах с водозастойным режимом, биохимически-активные вещества насыщают водоносные горизонты почв и при слабом оттоке вод наиболее опасны.

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве. Поэтому изъятие и использование таких земель под производственные объекты связано с минимальным ущербом для сельскохозяйственного производства и практически не окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытостью поверхности посторонними наносами.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв.

За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попавшая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др.

Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно- и среднедисперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов. По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые.

Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

Влияние работ на почвенный покров 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 природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на почвенный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет **24 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.

3.4.2. Предложения по организации экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта.

Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

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

мониторинг почвенно-растительного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля» на стационарных экологических площадках (СЭП).

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

Отбор проб и изучение состояния почв проводятся согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Анализ проб почв проводят в лабораториях, аккредитованных в порядке, установленном законодательством РК.

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями, действующими на территории Республики Казахстан.

Измеряемыми параметрами в рамках ПЭК является фактическое содержание загрязняющего вещества (мг/кг или мг/г) в отобранной пробе на месторождении по следующим ингредиентам: *Кобальт, Медь, Цинк, Свинец, Нефтепродукты, pH*.

Режим наблюдения за содержанием металлов и нефтепродуктов рекомендуется принять на уровне – *один раз в квартал*.

Количество образцов – *4 образца условно поделенные по сторонам света*.

Рекомендуется проведение исследований почвенного покрова на территории рассматриваемого участка с включением достаточного количества точек контроля и определяемых параметров в составе почв. В рамках проведения мониторинга почвенного покрова рекомендуется исследование состояния почв в предлагаемом режиме.

3.5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

3.5.1. Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно -природные процессы преобладают, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.).

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж, демонтаж бурового оборудования и химическое загрязнение.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение территории. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами повсеместно имеет место на территории участка. Оно выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Такие участки нуждаются в рекультивации.

Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в

процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов.

Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодно-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.

Учитывая, что участок месторождения находится на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива. К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, тасбиюргун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки. Основная часть территории издавна и в настоящее время используется под пастбища. Выпасаются мелкий рогатый скот, овцы, козы, в меньшей мере - крупнорогатый скот, а также лошади и верблюды. Пастбищное использование территории предопределяется характером растительного покрова. Кормовое значение имеют большинство произрастающих на территории видов.

Мелким рогатым скотом хорошо поедаются полукустарнички, особенно виды полыней. Полынные пастбища используются в весенне-раннелетний и осенне-зимний периоды, что обусловлено сезонным развитием большинства видов полыней. В весенний период у полыней активно развиваются однолетние побеги, летом наблюдается период покоя, а осенью происходит формирование укороченных побегов, цветение и плодоношение.

В позднее осенне-зимнее время поедаются некоторые виды многолетних солянок: прутняк, камфоросма, биюргун, сарсазан.

Хорошими осенне-зимними пастбищами для всех видов скота являются песчаные массивы, благодаря развитию эфемероидной и злаково-полынной растительности.

В настоящее время, вследствие перевыпаса и других видов хозяйственной деятельности, пастбища по всей территории сильно деградированы.

Кроме хозяйственного и ресурсного значения растительный покров выполняет такие важные функции как водоохранную, противоэрозионную и ландшафтостабилизирующую.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

3.5.2. Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтостабилизирующей 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 углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разработке и эксплуатации месторождения будут являться:

1. *Механические нарушения*, связанные со строительными, земляными работами при строительстве зданий, сооружений, коммуникаций, а также установкой 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, так как в пустынной зоне плодородный слой почвы ничтожно мал. Вследствие лёгкого механического состава нижних горизонтов и природно-климатических особенностей региона (недостаток влаги, активная ветровая деятельность) почвенный покров подвержен дефляции, препятствующей укоренению растений, поэтому зарастание практически отсутствует. Мощным лимитирующим фактором поселения растений является сильное засоление почвогрунтов. Но в то же время однолетнесолянковые группировки на

нарушенном субстрате имеют лучшую жизненность и проективное покрытие, чем в естественных травостоях.

2. *Дорожная дигрессия.* Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. *Загрязнение растительности.* Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, 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.

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;
- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью, эоловых форм рельефа.

Тонкодисперсный, пылеватый материал выносится с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждается в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным повреждением, в первую очередь, подвергается растительность вокруг факельной установки. Так, на расстоянии от них в среднем 50 м происходит полное уничтожение растительного покрова.

От высокой температуры погибают, как растения, так и семенной материал (резервный фонд), накопившийся к этому моменту в почве. Поэтому восстановление растительности на таких участках происходит медленнее.

Изменение структуры и состава растительных сообществ наиболее наглядно будут проявляться в снижении (или, напротив, увеличении) их биоразнообразия.

Степень трансформации растительных сообществ в различных частях исследуемой территории неодинаковая. Ее максимальные значения наблюдается лишь на локальных участках, где под воздействием технологических процессов растительный покров уничтожен полностью (вокруг буровых установок, всех типов скважин и др. производственных объектов).

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на месторождении будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры, при соблюдении требований по охране окружающей среды воздействие на растительность может быть оценено 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 природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на растительный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет **24 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.

Обоснование объемов использования растительных ресурсов в настоящем РООС не представлено. Ввиду того что реализация намечаемой деятельности не предполагает изъятие или использование растительных ресурсов.

3.5.3. Предложения по мониторингу растительного покрова

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволяет охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами.

Принимая во внимание уровень оказываемого воздействия и отсутствие богатой и разнообразной растительности, которая формирует скудный облик полупустынной зоны, проведение мониторинговых наблюдений на территории месторождений Есжан не является целесообразным и не рекомендуется к реализации.

3.6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

3.6.1. Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных

Сохранение биологического разнообразия природных угодий засушливых земель представляет одну из центральных проблем природопользования в зоне пустынь.

Мероприятия, направленные на сохранение животного мира, должны проводиться уже с самых первых шагов по освоению ресурсов пустыни, включая этап предварительного исследования.

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение и флоры и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- Обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов в общем;
- Общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных (Intertebrata) влечет значительное уменьшение численности ценных промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными;
- Изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибиотных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на нефтепромысле

и т.д. Они создают условия для проникновения в естественные ландшафты чуждых элементов, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на аборигенную фауну.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности углеводородным сырьем, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и косвенные.

Прямые воздействия обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных.

Косвенные воздействия обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на животный мир 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 природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

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

3.6.2. Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стаиии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных. Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомоядных (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов.

Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах. Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

Присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

3.6.3 Предложения по мониторингу животного мира

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на этапе разработки площади.

Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных; периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера. Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности.

Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

3.7. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

3.7.1. Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Производственный шум.

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.

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 промысла в период проведения строительства скважин и эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудования, расположенных на соответствующих площадках.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельефа местности.

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.

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

Источники шума естественного происхождения. В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоном от инфразвука с частотами $3 \cdot 10^{-3}$ Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздуха в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуется инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

Источники шума техногенного происхождения. К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый, водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование, теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;
- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дроссели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);
- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения,

возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);

- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

Биологическое действие шумов

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонок, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной клетки, летаргия, чувство «падения».

Инфразвук неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д. Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110—120 дБ считается болевым порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ — разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

Многочисленные эксперименты и практика подтверждают, что антропогенное шумовое воздействие неблагоприятно сказывается на организме человека и сокращает продолжительность его жизни, ибо привыкнуть к шуму физически невозможно. Человек может субъективно не замечать звуки, но от этого разрушительное действие его на органы слуха не только не уменьшается, но и усугубляется.

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие не безразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д. В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

Характеризуется физическими (звуковое давление, интенсивность звука, звуковая мощность, направленность звука и др.) и физиологическими (высота тона, тембр, громкость, продолжительность действия) параметрами.

Техногенные шумы по физической природе происхождения подразделяются на 4 группы:

- Механические, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах;
- Электромагнитные, возникающие вследствие колебаний деталей под воздействием электромагнитных полей;
- Аэродинамические, возникающие в результате вихревых процессов в газах;
- Гидродинамические, вызываемые различными процессами в жидкостях.

Воздействие техногенных шумов неблагоприятно сказывается не только на состоянии персонала, но и на представителей фауны (фактор беспокойства) территорий, прилегающих к объекту производства.

Шум измеряется в уровнях звукового давления, что позволяет для его оценки использовать шкалу децибел (дБ). Уровни звукового давления оцениваются в целых числах, так как изменения уровней меньше чем на 1 дБ практически не воспринимаются на слух.

Санитарно-гигиеническая оценка шума производится по уровню звука (дБа), уровням звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами от 63 до 8000 Гц (дБ), эквивалентному уровню звука (дБа) и по дозе полученного шума персоналом предприятия (в %).

Таблица 3.7.1.1 - Допустимые уровни шума на рабочих местах, в помещениях, и на территории жилой застройки

Рабочие места, помещения и территории	Уровни звука, дБа	Уровни звукового давления (дБ) при среднегеометрических частотах октавных полос, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Рабочие места и зоны: дизелистов, машинистов компрессорных станций и т.п.	85	99	92	86	83	80	78	76	74
Кабины наблюдения и дистанционного управления									
без телефонной связи	80	94	87	82	78	75	73	71	70
с телефонной связью	65	83	74	68	63	60	57	55	54
Помещение лаборатории	80	94	87	82	78	75	73	71	70
Машинописное бюро	65	83	74	68	63	60	57	55	54
Будки мастеров	50	71	61	54	49	45	42	40	36
Территория жилой застройки	45	67	57	49	44	40	37	35	33

Вибрация. По своей физической природе вибрация тесно связана с шумом. Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечно-прессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

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.

Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Для снижения вибрации от технологического оборудования предусматривается:

- установление гибких связей, упругих прокладок и пружин;
- тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты;
- сокращение времени пребывания в условиях вибрации;
- применение средств индивидуальной защиты.

Электромагнитные поля. К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, антенны, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты.

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.

Нормированию подлежит также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП в офисных помещениях. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

- использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;
- размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;
- в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;
- использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;
- заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;
- использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;
- по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находиться рядом с ними во время работы.

Существует несколько способов защиты окружающей среды от воздействия ЭВМ.

Способ защиты расстоянием и временем. Этот способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и в средствах защиты от воздействия ЭМП.

Тепловое воздействие

Источником теплового воздействия могут быть: факела на промыслах и газоперерабатывающих заводах, технологические печи и др.

На исследуемом участке технологическим регламентом не предусмотрены объекты с выбросами сверхвысокотемпературных смесей, поэтому тепловое воздействие на приземный слой атмосферы исключается.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- ✓ выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- ✓ снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- ✓ организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- ✓ запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляция и глушение.

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений, не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности по СНиП 1.05.001-94 «Методические указания по измерению и гигиенической оценке производственных шумов». Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- ✓ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малозумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- ✓ в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- ✓ следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой строительной техники и транспорта;
- ✓ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Звукопоглощение

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения механизмы делятся на несколько видов.

К *первому* виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волоконистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко *второму* виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К *третьему* виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их

толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

Звукоизоляция

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

Звукоизолирующие ограждения. Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышал допустимого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного заграждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые, минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400 кг/м³, резиновые прокладки).

Звукоизолирующие кожухи. Для эффективной борьбы с шумом машин, различных устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.

Акустические экраны. Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготавливаются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Основное шумовое воздействие связано с работой автотранспорта, строительной техники, дизельных установок и на ограниченных участках. По окончании работ воздействие шумовых эффектов прекратиться.

Шум от автотранспорта

Внешний шум автомобилей принято измерять в соответствии с ГОСТ 19362-85. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям строительных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5т создают уровень звука - 89 дБ(А); грузовые -дизельные автомобили с двигателем мощностью 162 кВт и выше - 91 дБ(А).

В настоящее время 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 др.

В условиях транспортных потоков планируемых при проведении строительных работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов - 80 дБ(А), а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

Снижение звукового давления на производственном участке и вахтовом поселке может быть достигнуто при разработке специальных мероприятий по снижению звуковых нагрузок. К мероприятиям такого характера относятся:

- оптимизация и регулирование транспортных потоков; уменьшение, по мере возможности, движения грузовых автомобилей большой грузоподъемности; создание дорожных обходов; снижение звуковой нагрузки в вахтовом поселке; возведение звукоизолирующего ограждения вокруг дизель электростанции в вахтовом поселке;

- оптимизация работы технологического оборудования, буровых установок, использование звукопоглощающих материалов и индивидуальных средств защиты от шума.

Однако уже на расстоянии нескольких сотен метров источники шума не оказывают негативного воздействия на население и обслуживающий персонал.

Методы и средства защиты от вибраций

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Виброгашение

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

Виброизоляция

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздуховоды и т.п.).

В процессе строительства скважины на месторождении величина воздействия вибрации от дизельных установок и буровых насосов будет незначительная, и прекратиться после окончания процесса строительства.

Вибрационная безопасность труда на месторождении должна обеспечиваться:

- ✓ соблюдением правил и условий эксплуатации технологического оборудования и введения производственных процессов;

✓ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;

✓ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;

✓ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;

✓ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено 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 – **продолжительный (3)** – продолжительность воздействия от 1 года до 3-х лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **незначительная (1)** – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 6 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8) – воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

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

Первоочередной задачей всяких радиоэкологических исследований является улучшение радиационной обстановки в Республике Казахстан путем обнаружения радиоактивного загрязнения прошлых лет и взятия под контроль деятельности, могущей привести к радиоактивному загрязнению.

Практически на всех нефтяных месторождениях, где проводились детальные радиоэкологические исследования, зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов, так или иначе связанных с попутными пластовыми водами.

Изменения радиационной обстановки под воздействием природных факторов носят крайне медленный характер и сопоставимы со скоростью геологического развития района. Однако вмешательство человека в природные процессы зачастую способно вызвать очень быстрые необратимые изменения естественной обстановки, и для избежания нежелательных последствий хозяйственной деятельности необходимо знать как современное состояние окружающей среды, так и факторы возможного изменения ситуации.

Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов - предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) или предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств.

Общая расчетная годовая доза облучения людей от различных природных источников радиации в районах с нормальным радиационным фоном составляет до 2,2 мЗв (миллизиверт), что эквивалентно уровню радиоактивности окружающей среды до 25 мкР/Час. С учетом дополнительных «техногенных» источников радиации (радионуклиды в строительных материалах, минеральные удобрения, энергетические объекты, глобальные выпадения искусственных радионуклидов при ядерных испытаниях, радиоизотопы, рентгенодиагностика и др.) индивидуальные среднегодовые дозы облучения населения за счет всех источников определены в размере 60 мкР/Час.

Мощность смертельной дозы для млекопитающих - 100 Рентген, что соответствует поглощенной энергии излучения 5 Джоулей на 1 кг веса.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020) и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учитывать возможность использования их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

В последнее время в нефтяной отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды и его воздействия на здоровье человека. Радиометрические исследования, проведенные специалистами АО «Волковгеология» на месторождениях Прикаспийского региона, выявили значительные площади радиоактивного загрязнения в зоне влияния разрабатываемых нефтяных месторождений.

Почти на всех месторождениях углеводородного сырья Западного Казахстана исследованиями установлены аномальные содержания природных радионуклидов радия и тория в пластовых водах, извлекаемых вместе с нефтью. В результате осаждение солей радия на поверхности бурового оборудования и полях испарения могут возникать аномалии с гамма-радиоактивностью от 100 до 1000 и более мкР/Час при среднем природном радиационном фоне изученных районов по гамма-излучению 8-12 мкР/Час.

Радиационная обстановка в Кызылординской области по данным национальной службы Казгидромет за 2025 год

Наблюдения за уровнем гамма-излучения на местности осуществлялись ежедневно на 3-х метеорологических станциях (Аральское море, Шиели, Кызылорда) и на 3-х автоматических постах за загрязнением атмосферного воздуха в г. Кызылорда (ПНЗ №3), п. Акай (ПНЗ №1) и п. Торетам (ПНЗ №1).

Средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,0-0,40 мкЗв/ч.

В среднем по области радиационный гамма-фон составил 0,12 мкЗв/ч и находился в допустимых пределах.

Наблюдение за радиоактивным загрязнением приземного слоя атмосферы на территории г. Кызылорда и Кызылординской области осуществлялся на 2-х метеорологических станциях (Аральское море, Кызылорда) путем отбора проб воздуха горизонтальными планшетами.

На станциях проводился пятисуточный отбор проб.

Среднесуточная плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы г. Кызылорда колебалась в пределах 1,0 – 3,0 Бк/м². Средняя величина плотности выпадений составила 1,8 Бк/м², что не превышает предельно-допустимый уровень.

Химический состав атмосферных осадков на территории Кызылординской области

Наблюдения за химическим составом атмосферных осадков заключались в отборе проб дождевой воды на 3 метеостанциях (Аральское море, Джусалы, Кызылорда).

Концентрации всех определяемых загрязняющих веществ в осадках не превышают предельно допустимые концентрации (ПДК).

В пробе осадков преобладало содержание сульфатов 23,8%, хлоридов 14,1%, нитратов 3,1%, гидрокарбонатов 30,2%, аммония 1,6%, ионы натрия 9,3%, ионы калия 4,3%, ионы магния 3,1%, ионы кальция 10,6%.

Наибольшая общая минерализация отмечена на МС Джусалы – 77,40 мг/л, наименьшая – 53,51 мг/л – на МС Аральское море.

Удельная электропроводимость атмосферных осадков находилась в пределах от 92,06 мкСм/см (МС Аральское море) до 139,19 мкСм/см (МС Джусалы).

Кислотность выпавших осадков имеет характер от слабо - кислой среды до нейтральной среды и находится в пределах от 6,46 (МС Аральское море) до 7,09 (МС Кызылорда).

4. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

4.1. Виды и объемы образования отходов

В процессе реализации намечаемой деятельности происходит образование различных видов отходов, как от основного производства, так и от вспомогательного.

Управление отходами представляет собой управление процедурами обращения с отходами на всех этапах технологического цикла, начиная от момента образования отходов и до конечного пункта размещения отходов.

Система управления отходами предприятия включает следующие этапы:

1. разработка и утверждение распорядительных документов по вопросам распределения функций и ответственности за деятельность в области обращения с отходами;
2. разработка и утверждение всех видов экологической нормативной документации предприятия в области обращения с отходами;
3. разработка и внедрение плана организации сбора и удаления отходов;
4. организация и оборудование мест временного хранения отходов, отвечающих нормативным требованиям;
5. подготовка, оформление и подписание договоров на прием-передачу отходов с целью размещения, использования и т. д.

Ответственными лицами на всех стадиях управления отходами являются руководитель предприятия, начальники промплощадок, участков, специалисты-экологи предприятия.

Учету подлежат все виды отходов производства и потребления, образующиеся на объектах предприятия, а также сырье, материалы, пришедшие в негодность в процессе хранения, перевозки и т. д. (т.к. не могут быть использованы по своему прямому назначению).

Точный перечень отходов, подлежащих учету, устанавливается по результатам инвентаризации источников образования отходов.

Временное хранение отходов на территории предприятия и периодичности их вывоза производится в соответствии с нормативными документами и с учетом технологических условий образования отходов, наличия свободных специально подготовленных мест для временного хранения, их месторождения (объема), токсикологической совместимости размещения отходов.

Сбор отходов для временного хранения производится в специально отведенных местах и площадках, в промаркированные накопительные контейнеры, емкости, ящики, бочки, мешки.

В процессе реализации проектируемых образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Более точные объемы образования отходов производства и потребления при эксплуатации объектов месторождения будут уточняться в рамках «Программы управления отходами производства и потребления» на соответствующие годы, в соответствии с этапами освоения месторождения.

Всего в процессе производственной деятельности на месторождении Есжан ожидается образование **15 наименований отходов**:

• промасленная ветошь	• тара из-под химреагентов
• отработанные масла	• буровой шлам
• отработанные люминесцентные лампы	• отработанный буровой раствор
• нефтешлам	• отработанные аккумуляторы
• замазученный грунт	• отходы соляно-кислотной обработки
• металлические емкости из-под масла	• огарки сварочных электродов
• отработанные масляные фильтры	• твердо-бытовые отходы
	• металлолом.

На производственных объектах предприятия подрядчика сбор и временное хранение отходов производства проводится на специальных площадках (местах), соответствующих уровню опасности отходов (по степени токсичности). Отходы по мере их накопления собирают в тару, предназначенную для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности (по степени токсичности).

Расчет количества образующихся отходов произведен на основании технологического регламента работы предприятия и технических характеристик установленного оборудования, утвержденных норм расхода сырья, удельных норм образования отходов по отрасли и удельных показателей по справочным данным.

Расчет количества отходов, образующихся в процессе производственной деятельности оператора объекта, произведен согласно следующим нормативным документам:

- «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства» РНД 03.1.0.3.01-96.

- Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п.

- Исходные данные, представленные Заказчиком, в т.ч. фактические данные об образовании и накоплении отходов за предыдущие года

Твердые бытовые отходы - складываются в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке, объемом 0,75 м³ по мере накопления, ежедневно (1 раз в сутки) для теплого времени года и 1 раз в 3 суток в холодное время года. Вывозится согласно договора со специализированной организацией.

Отработанные масла собираются в емкости, объемом 200л. По мере накопления отработанные масла отправляются по договору спецпредприятию. В соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» (утвержденными приказом И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020) удаляют с территории предприятия в течение суток.

Промасленная ветошь предварительно собираются в металлических ведрах на буровой площадке, по мере заполнения выносятся на общей емкости объемом 8 куб.м, расположенный на специальной площадке временного хранения. Вывозится согласно договора со специализированной организацией. Срок временного хранения промасленных ветошь – 30 суток.

Огарки электродов предварительно собираются в металлическом ящике в механической мастерской, затем выносятся в общий большой бункер объемом 8 куб.м, расположенный на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения огарок сварочных электродов – 30 суток. Вывозится совместно для утилизации специализированной фирмой по договору.

Использованная тара из-под химреагентов, собираются на площадке временного хранения отходов в металлическом контейнере объемом 8 куб.м на буровой площадке. Срок временного хранения – 30 суток. Вывозится совместно для утилизации специализированной фирмой по договору.

Металлолом хранится на временной площадке хранения металлолома открытым способом в бункере. Срок временного хранения металлолома – 30 суток. Вывозится совместно для утилизации специализированной фирмой по договору.

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

Отработанные масляные фильтры образуются после истечения срока годности в процессе эксплуатации находящегося на балансе предприятия автотранспорта. По мере образования масляные фильтры накапливаются в контейнере на территории предприятия. По мере накопления промасленные фильтры передаются сторонним организациям на договорной основе.

Отходы соляно-кислотной обработки образуются при проведении операций по интенсификации притока нефти из зоны обработки при обратной циркуляции и освоении скважины. Представляет их себя смесь остаточной кислоты, продуктов реакции (CaCl₂, FeCl₂, FeCl₃ и др.), механических примесей и пластовых флюидов. Хранится в специальной герметичной емкости объемом 8м³ сроком до 30 суток и передается специализированным организациям на утилизацию (нейтрализация, восстановление) либо на уничтожение.

Нефтешлам образуется в процессе эксплуатации нефтепромыслового оборудования, очистки резервуаров, отстоя нефти и пластовых вод, а также при ликвидации аварийных разливов. Представляет собой вязкую многокомпонентную смесь углеводородов, воды, механических примесей (песок, глина, окалина) и продуктов коррозии металла.

Нефтешлам собирается в герметичные металлические емкости или шламонакопители, размещенные на площадке временного хранения отходов с твердым водонепроницаемым покрытием и обвалованием. Срок временного хранения – до 6 месяцев (либо в соответствии с установленными

нормативами предприятия). По мере накопления нефтешлам передается специализированной организации по договору для обезвреживания, переработки (рециклинга углеводородов) либо утилизации.

Металлические емкости из-под масла образуются в результате использования смазочных материалов при эксплуатации автотранспорта, бурового и технологического оборудования. После полного использования содержимого, потери эксплуатационных свойств либо нарушения целостности тары емкости переходят в категорию отходов производства.

Пустые металлические емкости предварительно освобождаются от остатков масла (слив остатков в предназначенную тару), после чего складироваться на площадке временного хранения отходов в специально отведенном месте с твердым покрытием, исключающим загрязнение почвы. Хранение осуществляется отдельно от других видов отходов. Срок временного хранения – до 6 месяцев. По мере накопления емкости передаются специализированной организации по договору для утилизации (переработки металлолома) либо обезвреживания.

Отходы бурения (буровой шлам, буровые сточные воды и отработанный буровой раствор) собираются в специальные контейнеры объемом непосредственно на буровых площадках. Буровые сточные воды следует подвергать очистке с целью повторного использования для технических нужд, либо для приготовления буровых растворов и растворов реагентов. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет 50 м³ (30+20м³), с последующим вывозом согласно договору, со специализированной организацией. Срок временного хранения отходов составит 15 суток.

Буровой шлам

Буровой шлам выбуренная порода, отделённая от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием, образующаяся на всех интервалах бурения. Буровой шлам по минеральному составу не токсичен, но, диспергируясь в среде бурового раствора, его частицы адсорбируют на своей поверхности токсичные вещества. Таким образом, наряду с выбуренной породой и нефтью буровой шлам содержит все химические реагенты, применяемые для приготовления бурового раствора.

Отработанный буровой раствор (ОБР) - один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Отходы бурения после соответствующей очистки используется вторично. Твердая фаза вывозится на полигон. Буровые сточные воды следует подвергать очистке с целью повторного использования для технических нужд, либо для приготовления буровых растворов и растворов реагентов. Показатели очистки буровых сточных вод должны отвечать требованиям ОСТ 51-01-03-84, предъявляемым к производственным сточным водам. Специфика проводимых работ не предусматривает каких-либо очистных сооружений, за исключением метода отстаивания от механических твердых примесей.

Грунт и камни, содержащие опасные вещества (замазученный грунт) выбуренная порода, образующаяся на всех интервалах бурения либо замазученный грунт образующейся вследствие разлива и обработки абсорбентами участков локальных розливов. Вывозится на полигон или термическое удаление согласно договору.

Смешанные коммунальные отходы - складироваться в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке, объемом 0,75 м³ по мере накопления, ежедневно (1 раз в сутки) для теплого времени года и 1 раз в 3 суток в холодное время года. Вывозится согласно договору со специализированной организацией.

РАСЧЕТ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ НА ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЕСЖАН

РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ

Расчет объема скважины

Исходные данные:

Скважины

добывающая типовая скважина Есжан

Интервал	Конструкция ствола скважины			
	Направление	Кондуктор	Техническая колонна	Эксплуатационная
Наружный диаметр, мм	660,4	393,7	311,1	215,9

Длина интервал, м	20	200	800	2250

Объем скважины при строительстве скважин рассчитывается по следующей формуле:

$$V=K \cdot D^2 \cdot L \cdot \pi / 4$$

где: К – коэффициент кавернозности,

D – диаметр долота, м,

L - длина скважины, м.

Интервал	K	D,м	L,м	D ² , м	V скв, м3
0-20	1,15	0,6604	20	0,4361	7,87
20-200	1,2	0,3937	180	0,1550	26,28
200-800	1,25	0,3111	600	0,0968	56,98
800-2250	1,25	0,2159	1450	0,0466	66,32
V скв, м3			2250		157,46

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама определяется по следующей формуле:

$$V_{ш} = V_{скв} \cdot 1.2$$

где,

1.2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренных пород

188,95

Расчет объема бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора, определяется из расчета

125% от объема исходного и нарабатанного бурового:

$$V_{обр} = 1.25 \cdot V_{скв} \cdot K_1 + 0.5 \cdot V_{ц}$$

где,

K₁ – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом

282,06

при очистке на вибросите, пескоотделителе (РД 39-3-819-91 K₁= 1.052)

V_ц – объем циркуляционной системы буровой установки, принимается

равной V_ц=150 м3:

150,00

Объем буровых сточных вод, при внедрении оборотной

системы водоснабжения, определяется из расчета

$$V_{БСВ} = V_{ОБР} \cdot 2$$

564,12

Расчет количества образования отходов бурения

Количество отходов бурения определяется по формуле:

$$Q_1 = V_{ш} \cdot \rho_{ш} + V_{ОБР} \cdot \rho_{обр}$$

V_ш – объем шлама, м3;

686,06

V_{ОБР} – объем бурового раствора, м3;

V_{БСВ} – объем бур.сточных вод, м3;

ρ_ш – удельный вес бурового шлама

1,75 т/м³

ρ_{обр} – удельный вес отработанного бурового раствора

1,26 т/м³

ρ_{бсв} – удельный вес бур.сточных вод

1,08 т/м³

Расчетные объемы бурения

Наименование отхода бурения	Код отхода	Ед. измерения	от 1-й скважины
Буровой шлам	01 05 06*	м3	188,95
Отработанный буровой раствор	01 05 06*	м3	282,06
Итого отходы бурения	--	т.	686,06
Буровые сточные воды	--	м3	564,116
Итого сточная вода	--	т.	609,24

РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ

Расчет объема скважины

Исходные данные:

Скважины

Оценочная, 2700м

Интервал	Конструкция ствола скважины			
	Направление	Кондуктор	Техническая	Эксплуатационная колонна
Наружный диаметр, мм	660,4	393,7	311,1	215,9
Длина интервал, м	20	200	800	2700

Объем скважины при строительстве скважин рассчитывается

по следующей формуле:

$$V=K \cdot D^2 \cdot L \cdot \pi / 4$$

где: К – коэффициент кавернозности,

D – диаметр долота, м,

L - длина скважины, м.

Интервал	K	D,м	L,м	D ² , м	V скв, м3
0-20	1,15	0,6604	20	0,4361	7,87
20-200	1,2	0,3937	180	0,1550	26,28
200-800	1,25	0,3111	600	0,0968	56,98
800-2700	1,25	0,2159	1900	0,0466	86,90

V скв, м3		2700	178,04

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама определяется по следующей формуле:

$$V_{ш} = V_{скв} * 1.2 \quad \text{где,}$$

1.2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренных пород

213,65

Расчет объема бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора, определяется из расчета

125% от объема исходного и наработанного бурового:

$$V_{обр} = 1.25 * V_{скв} * K_1 + 0.5 * V_{ц} \quad \text{где,}$$

K1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом

309,12

при очистке на вибросите, пескоотделителе (РД 39-3-819-91 K1= 1.052)

Vц - объем циркуляционной системы буровой установки, принимается

равной Vц=150 м3:

150,00

Объем буровых сточных вод, при внедрении оборотной

системы водоснабжения, определяется из расчета

$$V_{БСВ} = V_{ОБР} * 2$$

618,25

Расчет количества образования отходов бурения

Количество отходов бурения определяется по формуле:

$$Q_1 = V_{ш} * \rho_{ш} + V_{ОБР} * \rho_{обр}$$

Vш – объем шлама, м3;

763,38

VОБР – объем бурового раствора, м3;

VБСВ– объем бур.сточных вод, м3;

ρш – удельный вес бурового шлама

1,75 т/м³

ρобр – удельный вес отработанного бурового раствора

1,26 т/м³

ρбсв - удельный вес бур.сточных вод

1,08 т/м³

Расчетные объемы бурения

Наименование отхода бурения	Код отхода	Ед. измерения	от 1-й скважины
Буровой шлам	01 05 06*	м3	213,65
Отработанный буровой раствор	01 05 06*	м3	309,12
Итого отходы бурения	--	т.	763,38
Буровые сточные воды	--	м3	618,248
Итого сточная вода	--	т.	667,71

РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ

Расчет объема скважины

Исходные данные:

Скважины

Поисковая, 3500м

Интервал	Конструкция ствола скважины			
	Направление	Кондуктор	Техническая	Эксплуатационная колонна
Наружный диаметр, мм	660,4	393,7	311,1	215,9
Длина интервал, м	20	800	2000	3500

Объем скважины при строительстве скважин рассчитывается

по следующей формуле:

$$V = K * D^2 * L * \pi / 4$$

где: K – коэффициент кавернозности,

D – диаметр долота, м,

L - длина скважины, м.

Интервал	K	D, м	L, м	D², м	V скв, м3
0-20	1,15	0,6604	20	0,4361	7,87
20-800	1,2	0,3937	780	0,1550	113,89
800-2000	1,25	0,3111	1200	0,0968	113,96
2000-3500	1,25	0,2159	1500	0,0466	68,61
V скв, м3			3500		304,33

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама определяется по следующей формуле:

$$V_{ш} = V_{скв} * 1.2 \quad \text{где,}$$

1.2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренных пород

365,20

Расчет объема бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора, определяется из расчета

125% от объема исходного и наработанного бурового:

$$V_{обр} = 1.25 * V_{скв} * K_1 + 0.5 * V_{ц} \quad \text{где,}$$

K1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом

475,20

при очистке на вибросите, пескоотделителе (РД 39-3-819-91 K1= 1.052)

Vц - объем циркуляционной системы буровой установки, принимается

равной Vц=150 м3:

150,00

Объем буровых сточных вод, при внедрении оборотной системы водоснабжения, определяется из расчета

$$V_{БСВ} = V_{ОБР} * 2$$

950,39

Расчет количества образования отходов бурения

Количество отходов бурения определяется по формуле:

$$Q_1 = V_{ш} * \rho_{ш} + V_{ОБР} * \rho_{обр}$$

$V_{ш}$ – объем шлама, м³;

$V_{ОБР}$ – объем бурового раствора, м³;

$V_{БСВ}$ – объем бур.сточных вод, м³;

$\rho_{ш}$ – удельный вес бурового шлама

1,75 т/м³

$\rho_{обр}$ – удельный вес отработанного бурового раствора

1,26 т/м³

$\rho_{БСВ}$ – удельный вес бур.сточных вод

1,08 т/м³

Расчетные объемы бурения

1237,85

Наименование отхода бурения	Код отхода	Ед. измерения	от 1-й скважины
Буровой шлам	01 05 06*	м ³	365,20
Отработанный буровой раствор	01 05 06*	м ³	475,20
Итого отходы бурения	--	т.	1237,85
Буровые сточные воды	--	м ³	950,394
Итого сточная вода	--	т.	1026,43

Промасленная ветошь

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п

Объем образования отхода определяют по формуле:

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

$$M = 0,12 * M_0 \quad W = 0,15 * M_0$$

где: M_0 – количество сухой ветоши, израсходованной за период

M – норматив содержания масла в ветоши

W – норматив содержания влаги в ветоши

	M_0	M	W	$M_{обр}, \text{ т}$	$M_{обр}, \text{ т}$ Вар.1	$M_{обр}, \text{ т}$ Вар.2	$M_{обр}, \text{ т}$ Вар.3
на 1 добыч. скв.	0,185	0,0222	0,0278	0,2350	-	1,6447	2,5845
на 1 оценоч. скв.	0,185	0,0222	0,0278	0,2350	-	0,4699	0,4699
на 1 поисков. скв.	0,185	0,0222	0,0278	0,2350	-	0,2350	0,2350
на 1 расконсерв.	0,185	0,0222	0,0278	0,2350	0,9398	0,9398	0,9398
на эксплуатацию (год макс. добычи)	0,350	0,042	0,0525	0,4445	0,4445	0,4445	0,4445

Отработанные масла

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

Количество отработанного масла рассчитано по формуле:

$$M_{обр} = (N_b * N_d) * 0,25, \quad \text{т/год}$$

где: 0,25 – доля потерь масла от общего его количества

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе, т;

N_b – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на бензине, т;

	$N_b, \text{ т}$	$N_d, \text{ т}$	$M_{обр}, \text{ т}$	$M_{обр}, \text{ т}$ Вар.1	$M_{обр}, \text{ т}$ Вар.2	$M_{обр}, \text{ т}$ Вар.3
на 1 добыч. скв.	0	21,448	5,3620	-	37,5340	58,9820
на 1 оценоч. скв.	0	61,463	15,3658	-	30,7315	30,7315
на 1 поисков. скв.	0	110,058	27,5145	-	27,5145	27,5145
на 1 расконсерв.	0	4,290	1,0725	4,2900	4,2900	4,2900
на эксплуатацию (год макс. добычи)	0	14,951	3,7378	3,7378	3,7378	3,7378

Отработанные люминесцентные лампы (люминесцентные лампы)

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу МООС РК от «18» 04 2008г. № 100-п. Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

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

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	M _{обр, т} Вар.1	M _{обр, т} Вар.2	M _{обр, т} Вар.3
на 1 добыв. скв.	50	1200	15000	4,0	0,2	0,0008	-	0,0056	0,0088
на 1 оценоч. скв.	50	8880	15000	29,6	0,2	0,0059	-	0,0118	0,0118
на 1 поисков. скв.	50	17040	15000	56,8	0,2	0,0114	-	0,0114	0,0114
на 1 расконсерв.	50	240	15000	0,8	0,2	0,0002	0,0006	0,0006	0,0006
на эксплуатацию (год макс. добычи)	100	8760	15001	58,4	0,2	0,0117	0,0117	0,0117	0,0117

Металлические бочки из-под масла

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п.

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

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

Количество тары данного объема - N шт./год, из расчета 186 литров одна бочка,

Средняя масса единичной тары – m, т.

	N, шт	m, т	M _{отх, т}	M _{обр, т} Вар.1	M _{обр, т} Вар.2	M _{обр, т} Вар.3
на 1 добыв. скв.	115	0,015	1,7295	-	12,1065	19,0245
на 1 оценоч. скв.	330	0,015	4,9560	-	9,9120	9,9120
на 1 поисков. скв.	592	0,015	8,8755	-	8,8755	8,8755
на 1 расконсерв.	23	0,015	0,3465	1,3860	1,3860	1,3860
на эксплуатацию (год макс. добычи)	80	0,015	1,2060	1,2060	1,2060	1,2060

Отработанные масляные фильтры

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отработанных масляных фильтров, количество отходов принимается согласно исходных данных предприятия и составляет:

	M _{обр, т}	M _{обр, т} Вар.1	M _{обр, т} Вар.2	M _{обр, т} Вар.3
на 1 добыв. скв.	0,3	-	2,1000	3,3000
на 1 оценоч. скв.	0,3	-	0,6000	0,6000
на 1 поисков. скв.	0,3	-	0,3000	0,3000
на 1 расконсерв.	0,3	1,2000	1,2000	1,2000
на эксплуатацию (год макс. добычи)	0,5	0,5000	0,5000	0,5000

Тара из-под химреагентов

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п.

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

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

Количество стеклянной тары данного объема - N шт./год,

Средняя масса единичной тары – m, 0,0001т.

	N, шт	m, т	Мотх, т	М _{обр, т} Вар.1	М _{обр, т} Вар.2	М _{обр, т} Вар.3
на 1 добыв. скв.	4500	0,0001	0,450	-	3,1500	4,9500
на 1 оценоч. скв.	4500	0,0001	0,450	-	0,9000	0,9000
на 1 поисков. скв.	4500	0,0001	0,450	-	0,4500	0,4500
на 1 расконсерв.	4500	0,0001	0,450	1,8000	1,8000	1,8000
на эксплуатацию (год макс. добычи)	7500	0,0001	0,750	0,7500	0,7500	0,7500

Огарки сварочных электродов

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

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

где: M – фактический расход электродов, т

α – доля электрода в остатке, равна 0,015

	M	A	М _{обр, т}	М _{обр, т} Вар.1	М _{обр, т} Вар.2	М _{обр, т} Вар.3
на 1 добыв. скв.	0,250	0,015	0,0038	-	0,0263	0,0413
на 1 оценоч. скв.	0,250	0,015	0,0038	-	0,0075	0,0075
на 1 поисков. скв.	0,250	0,015	0,0038	-	0,0038	0,0038
на 1 расконсерв.	0,250	0,015	0,0038	0,0150	0,0150	0,0150
на эксплуатацию (год макс. добычи)	0,250	0,015	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038

Коммунальные отходы (твердые бытовые отходы)

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

Годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = n \cdot k \cdot p, \text{ т/пер,}$$

где: n - численность работников;

k – коэффициент удельных санитарных норм образования бытовых отходов на промышленных предприятиях, 0,3 м³/год;

p - средняя плотность отходов, 0,25 т/м³.

Общее количество образования ТБО на скважину:

	n, чел	k, м3/год	p, т/м3	T, сут	М _{обр, т}	М _{обр, т} Вар.1	М _{обр, т} Вар.2	М _{обр, т} Вар.3
на 1 добыв. скв.	40	0,3	0,25	50	0,411	-	2,8767	4,5205
на 1 оценоч. скв.	40	0,3	0,25	370	3,041	-	6,0822	6,0822
на 1 поисков. скв.	40	0,3	0,25	710	5,836	-	5,8356	5,8356
на 1 расконсерв.	40	0,3	0,25	10	0,082	0,3288	0,3288	0,3288
на эксплуатацию (год макс. добычи)	40	0,3	0,25	365	3,000	3,0000	3,0000	3,0000

Металлолом

Металлолом образуется от отчистки территории ранее пробуренных скважин и в процессе проведения ремонтных работ. Объем образования составит:

	М _{обр, т}	М _{обр, т} Вар.1	М _{обр, т} Вар.2	М _{обр, т} Вар.3
на 1 добыв. скв.	2,5	-	17,5000	27,5000
на 1 оценоч. скв.	2,5	-	5,0000	5,0000
на 1 поисков. скв.	2,5	-	2,5000	2,5000
на 1 расконсерв.	2,5	10,0000	10,0000	10,0000
на эксплуатацию (год макс. добычи)	3,5	3,5000	3,5000	3,5000

Отработанные аккумуляторы

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

$$M = \sum n_i * m_i * 10^{-3} / \tau$$

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 10шт.;

m_i – средняя масса аккумулятора i – вида автотранспорта, 0,025т;

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

	n_i , шт	m_i , кг	t , сут	t , год	N , т	$M_{обр}$, т Вар.1	$M_{обр}$, т Вар.2	$M_{обр}$, т Вар.3
на 1 добыв. скв.	30	25	50	2	0,0514	-	0,3596	0,5651
на 1 оценоч. скв.	30	25	370	2	0,3801	-	0,7603	0,7603
на 1 поисков. скв.	30	25	710	2	0,7295	-	0,7295	0,7295
на 1 расконсерв.	30	25	10	2	0,0103	0,0411	0,0411	0,0411
на эксплуатацию (год макс. добычи)	50	25	365	2	0,6250	0,6250	0,6250	0,6250

Нефтешлам

На рассматриваемом месторождении в процессе добычи углеводородного сырья, вместе с добываемой из продуктивного пласта УВС выносятся некоторое количество песка, осадка и твердых частиц. При проведении плановых работ по очистке резервуара и других емкостей будет выниматься нефтешлам.

Расчёт объемов образования нефтешлама выполнен с учетом геометрических параметров горизонтальных резервуаров, установленных на предприятии.

Расчет произведен согласно Приложения №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008 г. № 100-п.

Количество нефтешлама (M), налипшего на стенках резервуара:

$$M_1 = K * S,$$

где: S - поверхность налипания, м² ;

K - коэффициент налипания, кг/м². $K = 1.149 * v^{0.233}$,

где v - кинематическая вязкость, сСт.

Для вертикальных цилиндрических резервуаров:

$$S = 2 * \pi * R * H$$

где: R - радиус резервуара, м; H - высота смоченной поверхности стенки, м.

Количество нефтешлама на днище резервуара определяется по формуле:

$$M_2 = \pi * R^2 * H * \rho, (H - \text{высота слоя осадка}).$$

$$M = M_1 + M_2$$

Характеристика	Обозначение	Значение
Радиус резервуара, м	R	15,2
Высота смоченной поверхности стенки резервуара, м	H	10
Поверхность налипания, м ²	S	954.56
Кинематическая вязкость, сСт	v	1,15
Коэффициент налипания, кг/м ²	K	1,187033
Количество нефтешлама, налипшего на стенках резервуара, т/пер	M_1	1,133
Высота слоя осадка, м	H	0,05
Плотность, т/м ³	ρ	1,0
Количество нефтешлама на днище резервуара, т/пер	M_2	36,27328
Количество резервуаров согласно плану проведения работ	п	2
Итого объем образования нефтешлама на 1 кважину, т/пер	$(M_1+M_2)'п$	74,81256

Замазученный грунт

Норма образования отхода принимается по факту. Учитывая анализ динамики образования рассматриваемого отхода на аналогичных работах, норматив образования и накопления составит **Мобр = 3,75 тонн/год**

Расчет отходов после интенсификации притока (СКО)

Расчет объемов отхода при интенсификации пласта (соляно-кислотная обработка) взяты по ранее пробуренных скважин. Мощность пласта порядка 12 м.

Объем подготовки кислотной смеси определяется по формуле: на 1 п.м продуктивного пласта используется кислота в объеме от 0.1 м3 до 0.5 м3 (по результатам лабораторных тестов)

$$\text{Воб.кисл.} = H \times V_{1 \text{ п.м.}} = 12 \times 0,5 = 6 \text{ м}^3$$

где H- мощность пласта; $V_{1 \text{ п.м.}}$ - объем кислоты на 1п.м., согласно лабор. тестам – 0,5 м3

Расчет объема отходов соляно-кислотной обработки:

$$\text{Вотходов СКО} = (\text{Воб.кисл.} \times 2,0) = 6 \times 2,0 = 12 \text{ м}^3 \times 1,136 = \mathbf{13,632 \text{ т/период/1скв}}$$

Общие данные по результатам расчета образования отходов производства и потребления приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Ориентировочные объемы образования отходов на период реализации проектных решений на месторождении Есжан

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Ориентировочные объемы образования и накопления отходов при реализации операций по скважинам, тонн				Ориентировочные объемы образования и накопления отходов на эксплуатацию (год максимальной добычи), т/год
		на бурение 1 добывающей скважины, т/пер	на строительство 1 оценочной скважины, т/пер	на строительство 1 поисковой скважины, т/пер	на 1 скважину расконсервацию и ввод из наблюдательного фонда, т/пер	
1	2	3	4	5	6	7
ВСЕГО:	-	697,0990	804,2515	1297,9332	5,0003	92,3412
в том числе отходов производства	-	696,6880	801,2104	1292,0976	4,9181	89,3412
отходов потребления	-	0,4110	3,0411	5,8356	0,0822	3,0000
Опасные отходы						
Промасленная ветошь	-	0,2350	0,2350	0,2350	0,2350	0,4445
Отработанные масла	-	5,3620	15,3658	27,5145	1,073	3,7378
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0008	0,0059	0,0114	0,0002	0,0117
Нефтешлам	-	-	-	-	-	74,8126
Замазученный грунт	-	-	-	-	-	3,75
Металлические емкости из под масла	-	1,7295	4,9560	8,8755	0,3465	1,2060
Отработанные маслянные фильтры	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5
Тара из-под химреагентов	-	0,450	0,450	0,450	0,450	0,750
Буровой шлам	-	330,6627	373,8859	639,0979	-	-
Отработанный буровой раствор	-	355,3929	389,4960	598,7482	-	-
Отработанные аккумуляторы	-	0,0514	0,3801	0,7295	0,0103	0,6250
Отходы соляно-кислотной отработки	-	-	13,6320	13,6320	-	-
Неопасные отходы						
Огарки сварочных электродов	-	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038
Твердо-бытовые отходы	-	0,411	3,041	5,836	0,082	3,000
Металлолом	-	2,5	2,5	2,5	2,5	3,5
Зеркальные отходы						
-	-	-	-	-	-	-

Таким образом, согласно представленным расчетам, объем образования отходов производства и потребления на период разработки месторождения Есжан составит:

Регламентная эксплуатация объектов месторождения Есжан (для любого из вариантов):

- на год максимальной добычи – 92.3412 тонн/год.

Бурение добывающих скважин и последующий ввод скважин в эксплуатацию:

- на 1 скважину – 697.0990 т/пер;
- на 7 скважин – 4879.6927 т/пер (по варианту 2);
- на 11 скважин – 7668.0886 т/пер (по варианту 3).

Строительство оценочных скважин, глубиной 2700м (±250м) на доразведку:

- на 1 скважину – 804.2515 т/пер;
- на 2 скважины – 1608.5030 т/пер (по варианту 2 и 3).

Строительство поисковой скважин, глубиной 3500м (±250м) на доразведку:

- на 1 скважину – 1297.9332 т/пер (по варианту 2 и 3).

При проведении расконсервации и вводу из наблюдательного фонда по любому из вариантов:

- на 1 скважину – 5.0003 т/пер.
- на 4 скважины – 20.0013 т/пер.

Все без исключения отходы производства и потребления в процессе реализации проектируемых работ передаются для утилизации специализированной организации согласно заключенному договору.

На контрактной территории предприятия будут осуществляться следующие виды работ: учет движения всех видов отходов, работы по предотвращению загрязнения подземных водных источников вследствие утилизации отходов производства, а также инженерная система организованного сбора и хранения отходов.

Проектом предусмотрено обращение с отходами производства и потребления в соответствии с требованиями № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» утвержден и.о. министра здравоохранения РК», а также экологических требований, закрепленных в законодательных и нормативных актах, действующих в Республике Казахстан.

Все без исключения отходы производства и потребления в процессе реализации проектируемых работ передаются для утилизации специализированной организации согласно заключенному договору.

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в п.2 ст. 320 ЭК РК №400-VI, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

Места накопления отходов предназначены для:

1) 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;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев;

4) временного складирования отходов горнодобывающих и горноперерабатывающих производств, в том числе отходов металлургического и химико-металлургического производств, на месте их образования на срок не более двенадцати месяцев до даты их направления на восстановление или удаление.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Запрещается накопление отходов с превышением сроков, указанных в п.2 ст. 320 ЭК РК №400-VI, и (или) с превышением установленных лимитов накопления отходов (для объектов I и II категорий) или объемов накопления отходов, указанных в декларации о воздействии на окружающую среду (для объектов III категории).

4.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления (опасные свойства и физическое состояние отходов)

Под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Под управлением отходами понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

К операциям по управлению отходами относятся:

- 1) накопление отходов на месте их образования;
- 2) сбор отходов;
- 3) транспортировка отходов;
- 4) восстановление отходов;
- 5) удаление отходов;
- 6) вспомогательные операции, выполняемые в процессе осуществления операций, предусмотренных подпунктами 1), 2), 4) и 5) настоящего пункта;
- 7) проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов;
- 8) деятельность по обслуживанию ликвидированных (закрытых, выведенных из эксплуатации) объектов удаления отходов.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны при осуществлении соответствующей деятельности соблюдать национальные стандарты в области управления отходами, включенные в перечень, утвержденный уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Нарушение требований, предусмотренных такими национальными стандартами, влечет ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны представлять отчетность по управлению отходами в порядке, установленном уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

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

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду. Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на месторождении;
- за временным хранением и отправкой на спецпредприятия отдельных видов отходов.

На предприятиях 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 налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и

экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду. Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности. В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды. При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Воздействие отходов на окружающую среду, 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 – **кратковременный (1)** – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- 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 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (2-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

4.3. Рекомендации по управлению отходами

Система управления отходами является основным информационным звеном в системе управления окружающей средой на предприятии и имеет следующие цели:

- уменьшение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК;
- систематизация процессов образования, удаления и обезвреживания всех видов отходов в соответствии с действующими нормативными документами РК.

Концепция управления отходами базируется на, так называемом, понятии «3Rs» - reduce (сокращение), reuse (повторное использование) и recycling (переработка). Наиболее предпочтительным является, безусловно, полное предотвращение выбросов или их сокращение, далее, вниз по иерархии, следуют повторное использование, переработка, энергетическая утилизация отходов и уничтожение.

Работа любого предприятия неизбежно влечет за собой образование отходов производства и потребления (ОПП) и создает проблему их размещения, утилизации или захоронения. Первым законодательным документом в области управления отходами является Директива европейского Союза 75/442/ЕЭС от 15 июля 1975 года, в которой впервые были сформулированы и законодательно закреплены принципы обращения с отходами так называемая Иерархия управления отходами. Безопасное обращение с отходами с учетом международного опыта основывается на следующих основных принципах (ст 329 Экологического кодекса РК):

- предотвращение образования отходов (уменьшая их количество и вредность, используя замкнутый цикл производства);
- утилизация отходов до полного извлечения полезных свойств веществ (повторное использование сырья);

- безопасное размещение отходов;
- приоритет утилизации над их размещением;
- исключение из хозяйственного оборота не утилизируемых отходов (опасных, токсичных, радиоактивных);
- размещение отходов без причинения вреда здоровью населения и нанесения ущерба окружающей среде.



Рис. 4.3.1 – Иерархия с обращениями отходами.

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.

Система управления предусматривает девять этапов технологического цикла отходов:

1 этап - появление отходов, происходящее в технологических и эксплуатационных процессах, а также от объектов в период их ликвидации;

2 этап - сбор и (или) накопление отходов, которые должны проводиться в установленных местах на территории владельца или другой санкционированной территории;

3 этап - идентификация отходов, которая может быть визуальной

4 этап - сортировка, разделение и (или) смешение отходов согласно определенным критериям на качественно различающиеся составляющие;

5 этап - паспортизация. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются опасные отходы;

6 этап - упаковка отходов, которая состоит в обеспечении установленными методами и средствами (с помощью укладки в тару или другие емкости, пакетированием, брикетированием с нанесением соответствующей маркировки) целостности и сохранности отходов в период их сортировки, погрузки, транспортирования, складирования, хранения в установленных местах;

7 этап - складирование и транспортирование отходов. Складирование должно осуществляться в установленных (санкционированных) местах, где отходы собираются в специальные контейнеры. Транспортировку отходов следует производить в специально оборудованном транспорте, исключая возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке;

8 этап - хранение отходов. В зависимости от вида отходов хранение может быть открытым способом, под навесом, в контейнерах, шахтах или других санкционированных местах;

9 этап - утилизация отходов. На первом подэтапе утилизации может быть произведена переработка бракованных или вышедших из употребления изделий, их составных частей и отходов от них путем разработки (разукрупнения), переплавки, использования других технологий с обеспечением рециркуляции (восстановления) органической и неорганической составляющих, металлов и металлосоединений для повторного применения в народном хозяйстве, а также с ликвидацией вновь образующихся отходов. Вторым подэтапом технологического цикла ликвидации опасных и других отходов является их безопасное размещение на соответствующих полигонах или уничтожение.

В компании сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Принципиально это система обеспечивает охрану окружающей среды. Отходы, образующиеся при нормальном режиме эксплуатации из-за их незначительного и постепенного накопления, сразу не вывозятся в места их утилизации, а собираются в пронумерованные контейнеры и хранятся на отведенных для этих целей площадках. Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся

на площадках с последующей передачей специализированным организациям. Обращение с отходами осуществляется согласно разработанным внутренним инструкциям по обращению с отходами. Договора на вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

В систему управления отходами на предприятии также входит:

- расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствования технологических процессов на предприятии
- сбор и хранение отходов в специальные контейнеры или емкости для временного хранения отходов
- вывоз отходов на утилизацию/переработку и в места захоронения по разработанным и согласованным графикам.
- оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов
- регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и базу данных на предприятии.
- составление отчетов, предоставление отчетных данных в госорганы
- заключение договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

Инвентаризация отходов

Инвентаризация отходов на объектах предприятия проводится ежегодно, и представляется установленный перечень всех отходов, образующихся в подразделениях предприятия.

Результаты инвентаризации учитывают при установлении стратегических экологических целей и на их основе разрабатывают мероприятия по регенерации, утилизации, обезвреживанию, реализации и отправке на специализированные предприятия отходов производства, которые включаются в программу достижения стратегических экологических целей.

Учет отходов

Ответственным по учету всех отходов производства и потребления и осуществлению взаимоотношений со специализированными организациями является ответственный по ООС на предприятии.

Каждое производственное подразделение назначает ответственного за обращение с отходами. Ответственный за обращение с отходами, на основании инвентаризации отходов, ведет первичный учет объемов образования, сдачи на регенерацию, утилизации, реализации, отправки на специализированные предприятия и размещения на полигонах отходов, образованных в результате производственной и хозяйственной деятельности производственного подразделения.

Инженер-эколог или специалист по ООС готовит сводный отчет и представляет в областной статистический орган отчет по опасным отходам, выполняет расчеты платежей за размещение отходов в окружающей среде.

Сбор, сортировка и транспортировка отходов

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 («абсолютно» безопасные; «абсолютно» опасные; «Зеркальные»)

На предприятии сбор отходов производится отдельно, в соответствии с требованиями к обращению с отходами по уровню опасности, видом отходов, методами реализации, хранения и размещения отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов.

Контейнеры должны быть маркированы и окрашены в определенные цвета.

По мере наполнения тары транспортировка отходов организуется силами подразделения в соответствующие места временного сбора и хранения на предприятии.

Отходы, не подлежащие размещению на полигонах или регенерации на предприятии, должны транспортироваться на специализированные предприятия для утилизации, обезвреживания или захоронения.

Оформление документов на вывоз и погрузку отходов в автотранспорт осуществляет ответственный за обращение с отходами в производственном подразделении.

Транспортировку всех видов отходов следует производить автотранспортом, исключая возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды.

Транспортирование опасных отходов на специализированные предприятия и их реализация осуществляются на договорной основе.

Утилизация и размещение отходов

Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов.

Утилизация отходов производства в подразделениях предприятия проводится в тех направлениях и объемах, которые соответствуют существующим производственным условиям.

Обезвреживание отходов

Обезвреживание отходов - обработка отходов, имеющая целью исключение их опасности или снижения уровня опасности до допустимого значения.

Для ликвидации возможной аварийной ситуации, связанной с проливом электролита от аккумуляторных батарей в помещении, предназначенном для хранения, предусмотрено наличие необходимого количества извести, соды, воды для нейтрализации.

Производственный контроль при обращении с отходами

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением отходов. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет.

5. 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

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

Кызылординская область расположена на юге Республики Казахстан вдоль нижнего течения р. Сырдарья, занимает значительную часть Туранской низменности с равнинным рельефом. На западе в ее состав входит северная и восточная часть Аральского моря, на юге – северная часть пустыни Кызылкум, на севере – Приаральские Каракумы, Арыскумы и пустынные плато окраины Центрального Казахстана. Область расположена в обширной Туранской низменности с равнинным рельефом, большая часть которой представляет собой древнедельтовую равнину рек Сырдарьи, Сарысу и Шу. На крайнем юго-востоке, на правом берегу Сырдарьи в пределах области на небольшом пространстве заходит оконечность хребта Каратау, представляющего собой одну из западных отрогов Тянь-Шаня.

Область административно разделена на 7 районов и город областного подчинения Кызылорда.

Список районов с запада на восток:

- Аральский район, центр — город Аральск;
- Казалинский район, центр — посёлок городского типа Айтеке-Би;
- Кармакшинский район, центр — село Жосалы (Джусалы);
- Жалагашский район, центр — село Жалагаш (Джалагаш);
- Сырдарьинский район, центр — село Теренозек;
- Шиелийский район, центр — село Шиели (Чиили);
- Жанакорганский район, центр — село Жанакорган (Яныкурган).

Краткие итоги социально-экономического развития Кызылординской области

Население и демографическая ситуация. Численность населения Кызылординской области на 1 февраля 2025г. составила 846,2 тыс. человек, в том числе 398,6 тыс. человек (47%) - городских, 447,6 тыс. человек (53%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе 2025г. составил 917 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 1408 человека).

За январь 2025г. число родившихся составило 1294 человека (на 29,3% меньше, чем в январе 2024г.), число умерших составило 377 человека (на 10,9% меньше, чем в январе 2024г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило - 830 человек (в январе 2024г. – 802 человек), в том числе во внешней миграции – положительное сальдо 1 человек (1), во внутренней – - 831 человек (-803).

Доходы и уровень жизни населения. Численность безработных в IV квартале 2024г. составила 16,9 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 4,8% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 марта 2025г. составила 18 505 человек или 5,3% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в IV квартале 2024г. составила 349918 тенге, прирост к IV кварталу 2023г. составил 9,9%.

Индекс реальной заработной платы в IV квартале 2024г. составил 101,9%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2024г. составили 150358 тенге, что на 13,2% выше, чем в III квартале 2023г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период 105,0%.

Отраслевая статистика. Объем промышленного производства в январе-феврале 2025г. составил 170735 млн. тенге в действующих ценах, что на 1,9% меньше, чем в январе-феврале 2024 года.

В горнодобывающей промышленности объем производства снизился на 6,5%, в обрабатывающей промышленности отмечен рост на 9,1%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом снижение на 5,8%, в водоснабжении; водоотведение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений рост на 20,6%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-феврале 2025 года составил 9891,0 млн.тенге, или 102,7% к январю-февралю 2024г.

Объем грузооборота в январь-феврале 2025г. составил 5716,7 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 107,0% к январю-февралю 2024г.

Объем пассажирооборота – 408,5 млн. пкм или 118,6% к январю-февралю 2024г.

Объем выполненных строительных работ (услуг) в январе-феврале 2025 года составил 10223 млн. тенге, или 197,2% к соответствующему периоду прошлого года.

Общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 3,9 % и составила 110,9 тыс. кв. метров, из них в многоквартирных жилых домах – в 4,1 раза (25,6 тыс. кв.м), а в индивидуальных жилых домах и общежитиях – снизилась на 13,3% (82,3 тыс. кв.м.) и на 46,0% (3,0 тыс. кв.м), соответственно.

Объем инвестиций в основной капитал составил 82903 млн. тенге, или 103,9% к январю-февралю 2024 года.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 марта 2025г. составило 11570 единиц, в том числе 11205 единиц с численностью работников менее 100 человек. По сравнению с соответствующей датой предыдущего года наблюдается увеличение зарегистрированных юридических лиц на 9,3%. Количество действующих юридических лиц составило 10182 единиц, среди которых 9817 единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 8953 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 12,9%.

Экономика. Объем валового регионального продукта за 9 месяцев 2024г. составил в текущих ценах 2101,7 млрд. тенге. По сравнению с 9 месяцами 2023г. реальный ВРП увеличился на 6,4%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 40,3%, услуг – 52,7%.

Индекс потребительских цен в феврале 2025г. по сравнению с декабрем 2024г. составил 102,0%.

Цены на продовольственные товары выросли на 2,7%, непродовольственные товары – на 1,4%, платные услуги для населения – на 1,8%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в феврале 2025г. по сравнению с декабрем 2024г. повысилась на 1,4%.

Объем розничной торговли в январь-феврале 2025г. составил 69169,6 млн. тенге, или на 1,5% больше соответствующего периода 2024г.

Объем оптовой торговли в январь-феврале 2025г. составил 41022,5 млн. тенге, или 103,6% к соответствующему периоду 2024г.

По предварительным данным в январе 2025г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 8,7 млн. долларов США и по сравнению с январем 2024г. уменьшилась на 9,3%, в том числе экспорт 6 млн. долларов США (на 19,1% больше), импорт 2,7 млн. долларов США (на 40,7% меньше).

5.2. Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости по состоянию на 01.01.2025 г., в целом по Кызылординской области, остается стабильной.

Непосредственно на участке работ населенные пункты отсутствуют. Участок работ расположен на расстоянии порядка 100 км и более от населенных пунктов. По данным оператора санаториев, зон отдыха, медицинских учреждений на участке работ отсутствует.

При проведении работ будет производиться выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Выбросы загрязняющих веществ от проектных работ осуществляются только во время проведения работ, так как эти виды работ являются временными. Воздействия проектируемых работ на качество атмосферного воздуха будут незначительными, локальными и не продолжительными. Эти воздействия не могут вызвать негативных отрицательных изменений.

Другие загрязнения окружающей среды, вызванное при проведении работ отсутствует и влияния на здоровье населения исключено. Также исключено снижение иммунной системы населения и рост аллергических заболеваний от проектируемых работ.

Бытовые сточные воды будут отводиться в септик с последующей откачкой и вывозом в сливную станцию очистных сооружений по договору. При правильно установленном септике исключается риск попадания сточных вод в водоносные горизонты и распространения заболевания кишечной группой инфекции (дизентерией, вирусным гепатитом).

Основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;

- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди
- грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

Планируемые работы, связанные с разработкой месторождения, не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов. Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

Эпидемиологическая ситуация по группе острых кишечных инфекций (ОКИ) в основном определяется уровнем санитарной благоустроенности населенных мест.

Заболеваемость ОКИ, связанная с водным фактором распространения инфекции, регистрируется, преимущественно, в летне-осенний период, что обусловлено большей степенью контакта населения с водой.

В изогеографическом отношении описываемая территория относится к Западно-Казахстанскому автономному очагу чумы - особо опасной инфекции по классификации Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ).

Чума - природно-очаговое заболевание, приуроченное к определённым географическим зонам, где происходит расселение и размножение её основных носителей и переносчиков. «Зона чумы» диких грызунов опоясывает весь земной шар по экватору в полосе между 50 С.Ш. и 40 Ю.Ш.

Хранителями возбудителя в природном очаге являются: большая песчанка, сурок, суслик, тушканчик, табарган, а всего более 235 видов и подвидов грызунов могут быть носителями чумы.

Кроме грызунов, в период эпизоотии, бактерии чумы выделяются от ежей, хорьков, корсаков, домашних кошек и верблюдов.

Человек заражается, находясь в природных очагах, как правило, через укусы блох.

Кроме того, заражение может произойти при непосредственном контакте с грызунами, в частности, с теми, которые являются предметом охоты (сурки, суслики), при снятии шкур, разделке тушки, а также при разделке туши заболевшего верблюда. Опасен контакт с трупами павших грызунов и хищников (корсаки). Возможен путь заражения человека, при котором крысы - носители блох проникают в жильё человека, где блохи активно нападают на людей и заражают последних чумой.

В целях профилактики заражений чумой следует предусматривать:

- в инструкции по ТБ следует внести раздел по противоэпидемической безопасности (нельзя прикасаться к павшим грызунам и хищникам, а также охотиться на грызунов в весенне-летний период и т. п.);

- инженерно-техническим работникам вменяется в обязанность контроль за соблюдением персоналом противоэпидемических требований;

- о случаях, подозрительных на чуму (падёж грызунов, необычное их поведение), следует сообщать в отделение ПНС ближайшего поселка, города;

- контроль за эпидемиологической обстановкой в районе месторождения и ежегодным взятием бактериологических проб у животных - переносчиков особо опасных инфекций с привлечением специалистов противочумной станции и районной ветеринарной станции.

- контроль за эпидемиологической обстановкой в районе месторождения и ежегодным взятием бактериологических проб у животных- переносчиков особо опасных инфекций с привлечением специалистов противочумной станции и районной ветеринарной станции.

Нахождение персонала предусматривается в вагончиках, где расположены, аптечки для оказания первой медицинской помощи.

Питание обслуживающего персонала предполагается в столовой полевого лагеря.

Медицинское обслуживание персонала предусматривается в медицинских учреждениях ближайшего поселка, города. На территории существующего вахтового поселка предусмотрен медицинский пункт для оказания первой необходимой медицинской помощи. При обнаружении серьезных заболеваний, представляющих угрозу жизни, предусматривается транспортировка больных средствами санавиации.

5.3. Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения

Воздействие производственных объектов, вызовет в основном, благоприятные последствия (изменения) в различных компонентах социально-экономической среды, которые являются реципиентами (субъектами) этого воздействия. Ниже рассматриваются возможные последствия реализации проекта по различным компонентам социально-экономической среды.

Рынок труда и занятость экономически активного населения

Работы, связанные с продолжением разведочных работ на Контрактной территории, вызывают потребность в рабочей силе. Несмотря на интенсивное освоение месторождений региона, безработица среди местного населения представляет одну из основных социальных проблем в регионе.

Значительную часть рабочих мест могут занять специалисты из числа местного населения, по привлечению местного населения на полевые работы.

Планируется максимальное использование существующей транспортной системы и социально-бытовых объектов рассматриваемой области.

Таким образом, реализация проекта и связанное с ним увеличение трудовой занятости следует рассматривать как потенциально благоприятное воздействие.

Финансово-бюджетная сфера

Капиталовложения являются прямым источником пополнения поступлений в финансово-бюджетную сферу. Открытие новых залежей, перспективных участков и месторождений позволит увеличить прирост УВС запасов.

Доходы и уровень жизни населения

Получение потенциальной работы, положительно воздействует на доходы и уровень благосостояния населения. Кроме того, источником косвенного воздействия являются расширение сопутствующих и обслуживающих производств, что также способствует росту доходов населения.

Таким образом, увеличение числа занятых в регионе повышает уровень жизни населения. Следует отметить, что заработная плата в нефтегазовой отрасли наиболее высокая среди всех отраслей промышленности Казахстана. Привлечение в эту сферу новых работников будет способствовать повышению доходов населения.

5.4. Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности, связанными с разработкой месторождения являются:

1) создание эффективного механизма развития социального партнерства и регулирования социальных, трудовых и связанных с ними экономических отношений;

2) содействие обеспечению социальной стабильности и общественного согласия на основе объективного учета интересов всех слоев общества;

3) содействие в обеспечении гарантий прав работников в сфере труда, осуществлении их социальной защиты;

4) содействие процессу консультаций и переговоров между Сторонами социального партнерства на всех уровнях;

- 5) содействие разрешению коллективных трудовых споров;
- 6) выработка предложений по реализации государственной политики в области социально-трудовых отношений;
- 7) взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами по социальному партнерству и регулированию социально-трудовых отношений;
- 8) взаимодействие с региональными советами/союзами по вопросам предупреждения и разрешения коллективных трудовых споров, а также советами/союзами создаваемых на предприятиях нефтегазовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях.

6 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

Формирование вариантов при составлении «Проекта разработки месторождения Есжан» основывается на сравнительной технико-эколого-экономической оценке вариантов разработки.

Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

Основные технико-экономические показатели по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Есжан представлены в таблице 6.1.

Технико-экономический анализ вариантов разработки выполнен на основании основных принципов экономической оценки инвестиционных проектов и соответствует требованиям действующих нормативных документов Республики Казахстан, а также общепринятой международной практике оценки эффективности проектов в нефтегазовой отрасли.

Для целей проведения технико-экономических расчётов разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, учитывающая принятую технологическую схему разработки, этапность вовлечения фонда скважин, условия функционирования недропользователя и действующую налоговую систему Республики Казахстан.

В расчётах отражены доходная часть проекта, эксплуатационные затраты, расходы периода, налоговые и иные обязательные платежи, отчисления в специальные фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации соответствующих вариантов разработки.

Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018 г.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчётах, приведены в текущих ценах. Индексация капитальных вложений и эксплуатационных затрат выполнена с учётом инфляции на уровне 4,0 % в год, индексация цен на готовую продукцию (нефть) принята на уровне 2,5 % в год, что соответствует умеренно-консервативному сценарию макроэкономических допущений.

При расчете нормативов принят начальный обменный курс, равный значению в 500 тенге/доллар США. Все стоимостные показатели, применяемые в расчётах, приведены в текущих ценах. Индексация капитальных вложений и эксплуатационных затрат выполнена с учётом инфляции на уровне 3,0 % в год, индексация цен на готовую продукцию (нефть) принята на уровне 2,5 % в год, что соответствует умеренно-консервативному сценарию макроэкономических допущений для доллара США.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2026 год.

В оценку экономической эффективности проекта включены обязательства недропользователя, предусмотренные законодательством Республики Казахстан и условиями недропользования.

Экономическая оценка Проекта разработки выполнена для трёх вариантов, отличающихся последовательностью технологических мероприятий, объёмом дополнительных геолого-технических работ и степенью вовлечения фонда скважин в разработку.

Вариант 1 (базовый)

Базовый вариант предусматривает разработку месторождения на естественном режиме истощения пластовой энергии с вовлечением существующего фонда скважин. В 2026 году предусматривается ввод в эксплуатацию 3 скважин из консервации № 2, 10, 17, а также ввод 1 скважины из наблюдательного фонда № 9.

Таким образом, проектный добывающий фонд по базовому варианту составляет 4 добывающие скважины. Дополнительное бурение новых эксплуатационных, оценочных и поисковых скважин, а также внедрение системы поддержания пластового давления по данному варианту не предусматриваются.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Рекомендуемый вариант предусматривает систему разработки, аналогичную базовому варианту, с дополнительным расширением добывающего фонда за счет бурения новых эксплуатационных скважин, а также проведения оценочно-поисковых работ.

В 2026 году по данному варианту предусматривается ввод в эксплуатацию 3 скважин из консервации № 2, 10, 17, ввод 1 скважины из наблюдательного фонда № 9, а также бурение и ввод 7 новых эксплуатационных скважин № 19, 38, 39, 40, 41, 42, 43. Кроме того, в 2026 году предусматривается бурение 2 оценочных скважин № 51 и 52.

Бурение 1 поисковой скважины № 1R предусматривается в 2027 году.

Проектный добывающий фонд по рекомендуемому варианту составляет 11 добывающих скважин. Данный вариант обеспечивает увеличение добывающего фонда по сравнению с базовым вариантом за счет бурения новых эксплуатационных скважин и уточнения геологического строения месторождения по результатам оценочного и поискового бурения.

Вариант 3 (альтернативный)

Альтернативный вариант сформирован на основе рекомендуемого варианта и дополнительно предусматривает внедрение системы поддержания пластового давления путем перевода части добывающих скважин под нагнетание воды.

В 2026 году предусматривается ввод в эксплуатацию 3 скважин из консервации № 2, 10, 17, ввод 1 скважины из наблюдательного фонда № 9, бурение и ввод 7 эксплуатационных скважин № 19, 38, 39, 40, 41, 42, 43 а также бурение 2 оценочных скважин № 51 и 52.

В 2027 году предусматривается бурение 1 поисковой скважины № 1R, а также дополнительное бурение и ввод 4 эксплуатационных скважин № 30, 31, 32, 33.

В период 2031–2033 годов предусматривается перевод 3 добывающих скважин под нагнетание воды.

С учетом перевода части фонда под нагнетание воды проектный фонд по альтернативному варианту составляет 12 добывающих и 3 нагнетательные скважины. Данный вариант характеризуется более сложной технологической схемой разработки и повышенным уровнем капитальных и эксплуатационных затрат, связанных с созданием и обслуживанием системы поддержания пластового давления.

Подход к оценке экономической эффективности

Экономическая эффективность вариантов разработки оценивалась на основе следующих показателей:

- суммарный денежный поток проекта;
- дисконтированный денежный поток недропользователя;
- чистая приведенная стоимость (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- индекс прибыльности инвестиций;
- срок окупаемости капитальных вложений.

В системе оценочных показателей также учтены:

- объём капитальных вложений;
- уровень эксплуатационных затрат на добычу нефти;
- влияние выбранной системы разработки на коэффициент нефтеизвлечения.

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2026 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций. Приведение делалось для того, чтобы, при вычислении значений интегральных показателей (IRR, NPV) исключить из расчета общее изменение масштаба цен, но сохранить (происходящее из-за инфляции) изменения в структуре цен. Для данного проекта ставка дисконта принята на уровне 15%.

Каждый из перечисленных показателей по отдельности не является достаточным для принятия решения о целесообразности реализации проекта. Окончательная оценка эффективности вариантов разработки выполнена на основе комплексного анализа всех полученных интегральных показателей.

В расчете предусмотрены следующие налоги и платежи:

- корпоративный подоходный налог по ставке 20 % от налогооблагаемого дохода;
- социальный налог – 11 %.
- налог на имущество – 1,5 % от среднегодовой стоимости недвижимого имущества;
- налог на добычу полезных ископаемых – по шкале согласно НК в зависимости от объема годовой добычи;
- налог на сверхприбыль - по шкале согласно НК;
- обязательное социальное медицинское страхование – 5 %;
- налог на добавленную стоимость – 16 %;
- прочие налоги и платежи в бюджет– 1 %;

Результаты расчётов экономических показателей разработки месторождения Есжан по рекомендуемому варианту (Вариант 2) приведены в таблицах 4.2.1-4.2.8 экономического раздела Проекта разработки. По альтернативным вариантам разработки результаты расчётов представлены в табличных приложениях П4.2.9-4.2.24 Проекта разработки.

По совокупности технико-экономических и экономических показателей Вариант 2 характеризуется наилучшим соотношением между уровнем капитальных вложений, эксплуатационных затрат, объёмами добычи и достигаемым коэффициентом нефтеизвлечения, что позволяет рекомендовать данный вариант к реализации.

Вывод и обоснование выбора рекомендуемого варианта

По результатам технико-экономического анализа установлено, что вариант 1 характеризуется минимальным объемом капитальных вложений, однако обеспечивает ограниченный уровень добычи, выручки, накопленной чистой прибыли и коэффициента извлечения нефти. Указанный вариант не обеспечивает максимального вовлечения запасов и имеет ограниченную производственную и фискальную эффективность.

Вариант 3 предусматривает более сложную технологическую схему разработки с внедрением системы поддержания пластового давления и требует наибольшего объема капитальных вложений — 24,11 млн долл. США. Несмотря на более высокое значение IRR, вариант 3 уступает варианту 2 по ключевым абсолютным показателям эффективности: выручке, NPV, накопленной чистой прибыли, объему налоговых поступлений государству и КИН за прибыльный период.

Вариант 2 обеспечивает наилучшее сочетание производственных, экономических и фискальных показателей. За прибыльный период по варианту 2 достигается максимальная добыча нефти — 350,50 тыс. тонн, максимальная выручка — 172,52 млн долл. США, наибольшая NPV при ставке дисконтирования 15 % — 25,39 млн долл. США, максимальная накопленная чистая прибыль — 52,38 млн долл. США, а также максимальные суммарные выплаты государству — 160,43 млн долл. США.

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки

№ п/п	Наименование показателей	Прибыльный период		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период	2026-2049	2026-2051	2026-2042
2	Суммарная добыча нефти, тыс. тонн	88,12	350,50	342,35
3	Суммарная добыча жидкости, тыс. тонн	242,92	673,21	1385,01
4	Суммарная добыча газа, млн. м3	15,86	63,09	61,62
5	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	88,07	350,30	342,16
6	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.долл.	46,68	172,52	161,37
7	Эксплуатационные затраты, млн.долл.	28,03	53,21	56,34
	в том числе:			
7.1	Затраты на транспорт нефти, млн.долл.	2,31	8,42	7,80
7.2	НДПИ, млн.долл.	2,33	8,63	8,07
7.3	Рентный налог, млн.долл.	4,84	17,28	15,40
7.4	Налог на имущество, млн.долл.	0,76	1,98	2,87
8	Средние общие затраты на одну тонну продукции, долл./тонну	539,83	420,29	372,22
9	Капитальные вложения (без НДС), млн.долл.	0,61	12,95	24,11

10	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.долл.	3,48	72,20	60,24
11	Корпоративный подоходный налог, млн.долл.	0,70	14,44	12,05
12	Налог на сверхприбыль, млн.долл.	0,00	5,03	3,97
13	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах с учетом инфляции), млн.долл.	3,37	25,39	21,23
14	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах с учетом инфляции), %	23,15%	21,60%	24,45%
15	Срок окупаемости (в ценах с учетом инфляции), годы	1,00	2,00	2,00
16	Накопленная чистая прибыль, млн.долл.	2,37	52,38	46,66
17	Суммарные выплаты Государству в виде налогов (с учетом инфляции), млн.долл.	34,54	160,43	89,80
18	КИН, доли ед.	0,0768	0,2426	0,2374
19	Количество выбросов ЗВ при регламентной эксплуатации месторождения на год максимальной нагрузки, тонн/год	76,1484	143,0267	157,5697
20	Общее количество выбросов ЗВ при расконсервации и вводу из наблюдательного фонда скважин, тонн/пер	112,9437	112,9437	112,9437
21	Общее количество выбросов ЗВ при бурении добывающих скважин, тонн/пер	-	691,6262	1086,8412
22	Общее количество выбросов ЗВ при строительстве оценочных и поисковых скважин, тонн/пер	-	1401,6011	1401,6011

Рентабельные периоды при принятых для расчетов нормативах затрат и допущениях, составляют по 1 варианту - 24 года, по 2 варианту - 26 лет, по 3 варианту – 17 лет.

Сравнение экономических показателей по вариантам разработки показывает, что все три рассмотренных варианта являются экономически эффективными. Однако наибольший совокупный эффект достигается *при реализации варианта 2*. С учетом совокупности производственных, инвестиционных и фискальных показателей вариант 2 рекомендуется к утверждению в качестве основного варианта разработки месторождения Есжан. Данный вариант обеспечивает оптимальный баланс между уровнем капитальных вложений, объемом добычи, коэффициентом извлечения нефти, устойчивостью экономических показателей и максимизацией выгод для недропользователя и Республики Казахстан.

Эти факторы в совокупности свидетельствуют о предпочтительности **варианта 2** с экономической точки зрения и рекомендуется к внедрению в качестве приоритетного направления разработки месторождения.

В период разработки месторождения основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора продукции скважин. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации месторождения являются оксид углерода и окислы азота.

Ориентировочные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при разработке месторождения по рассматриваемым вариантам разработки месторождения, приводятся в таблицах 3.1.2.1 раздела 3.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» и в Приложении 5 Отчета о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения.

Приведенные в сравнительной таблице 6.1 данные показывают, что максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при регламентной эксплуатации объектов месторождения возможны при реализации 3 варианта разработки, что связано с максимальным уровнем добычи нефти среди других рассматриваемых вариантов и количеством эксплуатационных скважин в добывающем фонде. Помимо этого, вариант 3 также характеризуется большим количеством выбросов от бурения скважин на период 2026-2027гг в сравнении с вариантами 2 и 1.

Экономические расчеты по варианту 2 показали, что при принятых нормативах эксплуатационных затрат, заложенных в проекте, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, прибыльный период будет составлять – 26 лет (2026-2051 гг.).

В соответствии с проведенными расчетами выбросов минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации 1 варианта разработки месторождения, что является оптимальным с точки зрения наименьшей вредности и опасности окружающей среде.

При этом анализ технико-экономических показателей показывает, что **2 вариант разработки** месторождения является **наиболее эффективным с экономической точки зрения**.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на рассматриваемой территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем загрязняющим веществам.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха и иным компонентам окружающей среды рассматриваемой территории нанесен не будет как по 2 варианту (рекомендуемый), либо по иным другим вариантам намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности дальнейшей разработки месторождения по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий и строгого следования требованиям экологического законодательства РК.

6.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Рентабельный период разработки месторождения Есжан по вариантам:

- 1 вариант разработки – 2026-2049 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026-2051 гг.
- 3 вариант разработки – 2026-2042 гг.

Постутилизация объекта – это комплекс работ по демонтажу и сносу капитального строения (здания, сооружения, комплекса) после прекращения его эксплуатации.

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования настоящим проектом **не предусматриваются**.

Проектный период бурения добывающих скважин и ввода в эксплуатацию:

- 1 вариант разработки – отсутствует.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026г.
- 3 вариант разработки – 2026-2027гг.

6.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Для разработки месторождения Есжан в 1-м варианте разработки планируется разрабатывать месторождение на режиме истощения пластовой энергии. В 3-м варианте разработки предусмотрена система поддержания пластового давления и обратная закачка рабочего реагента (воды). По варианту 1 бурение новых скважин не предполагается. По варианту 2 и 3 бурение новых добывающих скважин составит 7 скважин, и 11 скважин, соответственно. По варианту 2 и 3 предполагается строительство 2 оценочных и 1 поисковой скважины в 2026-2027гг.

6.3 Различная последовательность работ

В данном отчете были рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, режимами эксплуатации скважин и методами воздействия. В том числе рассмотрены варианты с проведением доразведочных операций по строительству 3 скважин.

- 1 вариант – разработка месторождения осуществляется на естественном режиме пластовой энергии существующим фондом добывающих скважин. Запланирована в 2026 г. ввод 3 скважин из консервации (№№ 2, 10, 17) и 1 скважину – из наблюдательного фонда (№9). Скважины эксплуатируются механизированным способом.
- 2 вариант – система разработки месторождения аналогична первому варианту, запроектировано бурение 7 эксплуатационных скважин в 2026 г. Также в целях доизучение месторождения предусмотрено бурение 1 поисковой и 2 оценочных скважин.
- 3 вариант – на основе второго варианта с переводом 3 скважин под нагнетание воды месторождения разрабатывается с поддержанием пластового давления. Также проектируется дополнительное бурение 4 эксплуатационных скважин в 2027 г.

6.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих и нагнетательных скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

Во всех вариантах, где предполагается закачка воды в пласт необходимо предусмотреть строительство площадки подготовки воды для закачки, нагнетательной системы.

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог, энергоснабжения.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

6.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

6.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

В период реализации проекта предусматривается бурение добывающих скважин по рассматриваемым вариантам разработки:

- 1 вариант разработки – бурение скважин отсутствует, максимальный фонд добывающих скважин на конец периода 4 скважины.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – бурение 7 добывающих скважин в 2026г., максимальный фонд добывающих скважин на конец периода 11 скважин.
- 3 вариант разработки – бурение 11 добывающих скважин в 2026-2027гг., максимальный фонд добывающих скважин на конец периода 15 скважин.

Все операции по строительству скважин осуществляются в соответствии с отдельными Техническими проектами на строительство нагнетательной и добывающих скважин.

6.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Сообщение между месторождением Есжан и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Автомобильные дороги связывают областной центр – город Кызылорда с основными населенными пунктами: Жезказган, с. Жосалы.

Дорожная сеть в районе расположения проектируемых работ представлена грунтовыми дорогами.

6.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющих на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду, нет.

7. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи. Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов. С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности – это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

7.2. Биоразнообразие

При проведении нефтяных операций (подземный и капитальный ремонт скважин, строительство скважин) основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При проведении буровых операций происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

7.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серо-бурыми пустынными и солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При проведении буровых операций происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при проведении буровых операций происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин, а также подземном и капитальном ремонте скважин и оборудования на площадке.

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.

7.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

В гидрогеологическом отношении месторождение Есжан расположено в пределах Тургайского артезианского бассейна, занимающего обширную Южно-Тургайскую впадину меридионального простираия.

По результатам проведенных исследований выявлено, что на месторождении меловых и юрских горизонтов имеют схожий состав. Тип воды не изменился, пластовые воды месторождения относятся к весьма слабым хлоркальциевым рассолам. В целом воды жесткие, нейтральные содержащие в своем составе ионы бария и железа, относятся к гидрокарбонатнатриевой группе.

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы образующиеся в процессе работ должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

7.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Загрязнение атмосферного воздуха при нефтяных операциях происходит в результате следующих видов работ:

- при обустройстве месторождения;
- при строительстве и ремонте скважин;
- при добычи и подготовки нефти.

При обустройстве технологических площадок основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

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

- продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве и ремонте скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; углеводородное сырье (нефть, газ); выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора).

В процессе нефтяных операций должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по Кызылординской области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

7.6. Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

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.

7.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

Территория месторождения Есжан не затрагивает особо охраняемые природные территории.

В административном отношении месторождение Есжан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Право на проведение Добычи углеводородного сырья на месторождении Есжан в пределах блоков XXVII-37-А (частично), В (частично) расположенного в пределах Кызылординской области Республики Казахстан предоставлено ТОО «САУТС-ОЙЛ» в соответствии с Контрактом №4510-УВС-МЭ от 22.09.2017 г. сроком на 25 лет.

Границы Контрактной территории определены горным отводом, площадь составляет 8,36 км² с глубиной – до абсолютной отметки -2007,7 м.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Есжан: 1) с.ш.46°34'00" в.д.64°39'48"; 2) с.ш.46°34'02" в.д.64°40'12"; 3) с.ш.46°33'39" в.д.64°40'37"; 4) с.ш.46°33'14" в.д.64°42'02"; 5) с.ш.46°32'24" в.д.64°42'16"; 6) с.ш.46°32'25" в.д.64°41'33"; 7) с.ш.46°31'59" в.д.64°41'04"; 8) с.ш.46°32'18" в.д.64°39'58"; 9) с.ш.46°32'41" в.д.64°39'58"; 10) с.ш.46°32'49" в.д.64°39'15"; 11) с.ш.46°33'08" в.д.64°39'09"; 12) с.ш.46°33'21" в.д.64°39'35".

Асфальтированные дороги в пределах площади отсутствуют, дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами, труднопроходимыми в период дождливых зимнего и весеннего сезонов. Местные источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют, связь поддерживается рациями.

Возможность выбора других мест осуществления намечаемой деятельности не предусматривается ввиду территориальной привязки данного участка недр к контракту на добычу углеводородного сырья на месторождении Есжан.

Барсакельмесский государственный природный заповедник (каз. Барсакелмес мемлекеттік табиғи қорығы) расположен в Аральском районе Кызылординской области Казахстана.

Каргалинский заказник (каз.Қарғалы қорықшасы) - государственный природный зоологический заказник расположен вдоль реки Сырдарья (ширина полосы 7 км, длина 20 км) на территории Шиелийского и Жанакорганского районов Кызылординской области.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения не выявлены.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Реализация намечаемой деятельности не окажет значительного отрицательного воздействия на ландшафты.

8. 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:

- Что плохого может произойти?
- Как часто это может случаться?
- Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период разработки месторождения требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

8.1. Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных - построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды - всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса. Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;
- природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- пластовые термобарические условия;
- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

В качестве основных, могут быть выделены следующие риски и объекты:

- прорывы трубопроводной системы;
- коррозия нефтепромыслового оборудования, резервуаров и трубопроводных систем;
- перебои в подаче сырья;
- выход из строя технологического оборудования;
- контакт персонала с опасными факторами производства;
- строительная техника и буровое оборудование;
- разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- добывающие и нагнетательные скважины.

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- неуправляемых нефтегазопрооявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин - два случая на сто скважин;
- естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации - один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к

планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геологотехническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении и нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с

последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовой смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории. В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- образование токсичного облака;
- взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- пожар разлива (бассейновый пожар);
- струевое горение (факельный пожар);
- взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- токсическое поражение;
- воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;
- поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар);
- пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

Таблица 8.1.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазิมгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$, (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1"	$9,0 \cdot 10^{-6}$, (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных

- исполнителей;
- 2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
- 3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

8.2. Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья - углекислый и угарный газы, сажа, диоксиды серы и азота. 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. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

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 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 трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на недра

При разработке месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространению сейсмических волн.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефти и углеводородной жидкости;

- разливы производственных 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 требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади.

В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

8.3. Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций);
- меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

8.4. Безопасность жизнедеятельности

8.4.1. Общие положения

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие. Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

В соответствии с принятой классификацией, добыча нефти и газа является экологически опасным видом хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для населения и персонала. Техногенная чрезвычайная ситуация - состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде. Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Ликвидация ЧС - спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

8.4.2. Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;
- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты.

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на

- проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
 - организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системой охраны труда;
 - подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
 - разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
 - организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
 - создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС
 - создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
 - контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
 - организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
 - участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении - это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противодиверсионное предприятие, противопожарная служба. В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья области, Областная прокуратура, Департамент экологии области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.

Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие - необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

9. 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

В целях минимизации негативного воздействия на окружающую среду, обеспечения экологической и промышленной безопасности при разработке нефтегазового месторождения предусмотрен комплекс взаимосвязанных технических, технологических, организационных и контрольных мероприятий, включающих:

Атмосферный воздух:

- **Снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу** за счёт ввода в эксплуатацию, модернизации и реконструкции пылегазоочистных установок, внедрения оборудования по утилизации попутного газа, нейтрализации и подавлению отработанных газов, а также применения устройств, сокращающих испарение углеводородов с поверхности резервуаров.
- **Предотвращение и минимизация образования выбросов** путём внедрения наилучших доступных технических и технологических решений, замены устаревшего оборудования, перехода на более экологичные виды топлива и материалов, а также строгого соблюдения технологических режимов работы оборудования.
- **Сокращение воздействия от передвижных и строительных источников** посредством проведения мероприятий по пылеподавлению на производственных объектах и внутрипромысловых дорогах, а также оптимизации эксплуатации техники.
- **Снижение воздействия на климат и атмосферный слой** через реализацию мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов, увеличению их поглощения и отказу от использования озоноразрушающих веществ с заменой их на озонобезопасные аналоги.
- **Организацию производственного и экологического мониторинга**, включая внедрение автоматизированных систем контроля выбросов на источниках, мониторинг качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны, строительство и модернизацию постов наблюдений с передачей данных в уполномоченные органы.
- **Обеспечение промышленной и пожарной безопасности**, включающее контроль эффективности систем газообнаружения и пожарной сигнализации, автоматизацию технологических процессов, постоянный контроль герметичности трубопроводов и оборудования, а также оснащение объектов защитными и аварийно-предупредительными системами.
- **Повышение надёжности и ресурса оборудования** за счёт антикоррозионной и электрохимической катодной защиты, своевременного проведения планово-предупредительных ремонтов, профилактических мероприятий и контроля состояния горелочных устройств.
- **Предупреждение аварийных ситуаций и готовность к реагированию**, включая предотвращение открытого фонтанирования скважин, регулярную проверку готовности систем оповещения, автоматическую аварийную сигнализацию и обучение персонала действиям в чрезвычайных ситуациях.
- **Организационные и компенсационные меры**, предусматривающие озеленение территорий объектов месторождения, повышение квалификации персонала, а также строгое соблюдение требований охраны труда и техники безопасности.

Подземные воды:

- **Контроль и предотвращение загрязнения подземных и поверхностных вод** через внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды, организацию сети наблюдательных скважин и регулярный контроль за уровнем и прогнозом загрязнения водоносных горизонтов.
- **Предотвращение межпластовых перетоков нефти, газа и воды** при освоении и эксплуатации скважин, включая герметичное оборудование скважин, контроль цементного камня и фланцевых соединений, а также изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий при применении химических реагентов.
- **Превентивные меры при эксплуатации скважин и оборудования**, включая предотвращение утечек нефти и химических реагентов, контроль за герметичностью

колонн и запорно-регулирующей аппаратуры, проведение геофизических и гидрогеологических исследований для выявления источников обводнения и утечек.

- **Антикоррозионная защита и ремонт водопроводных и нефтепроводных систем**, плановая реконструкция, профилактический осмотр, контроль за состоянием систем очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- **Организация сбора, учёта, переработки и безопасного вывоза отходов производства и потребления**, установка дренажных емкостей для аварийных ситуаций, контроль за складированием опасных веществ и предотвращение слива стоков на открытые территории.
- **Постоянный экологический и производственный контроль**, включая регулярный мониторинг подземных вод через инженерные наблюдательные скважины, профилактическое обслуживание систем водоснабжения и водоотведения, а также ликвидацию выявленных причин неуправляемого движения пластовых флюидов.
- **Организационные меры**, направленные на обеспечение квалификации персонала, строгого соблюдения технологических и санитарных норм, а также на систематическую подготовку и плано-предупредительные работы для предотвращения аварийных ситуаций.

9.1. Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарнозащитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом.

9.2. Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия - являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении являются:

- пыльные бури;
- штормовой ветер;
- штиль;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации. При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ (факельная система, дизельные электростанции);
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

9.3. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целью водного законодательства Республики Казахстан является обеспечение экологически безопасного и рационального использования водных ресурсов, а также сохранение и улучшение состояния водного фонда в интересах населения и окружающей среды в соответствии с требованиями Водного кодекса Республики Казахстан и Экологического кодекса РК.

Охрана подземных вод представляет собой систему организационных, технических и технологических мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения, засорения и истощения водоносных горизонтов, а также на сохранение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения негативного воздействия на подземные воды в период эксплуатации месторождения предусматривается реализация комплекса мероприятий, основанных на риск-

ориентированном подходе с учетом уязвимости водоносных горизонтов, потенциальных источников загрязнения и вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Организационные и технологические меры

- соблюдение технологических регламентов при бурении, освоении и эксплуатации скважин;
- предотвращение аварийных выбросов и открытого фонтанирования за счет применения противовыбросового оборудования;
- обеспечение герметичности обсадных колонн, цементного камня и устьевого оборудования;
- проведение регулярной диагностики технического состояния скважин с применением геофизических методов контроля;
- исключение эксплуатации скважин при нарушении герметичности или выявлении межпластовых перетоков;
- соблюдение применимых нормативных требований, предусмотренных статьей 92 Водного кодекса Республики Казахстан, в части охраны подземных вод при проведении операций по недропользованию.

Предотвращение межпластовых перетоков

- проведение комплекса мероприятий по предупреждению перетоков нефти, газа и пластовых вод между горизонтами;
- выполнение геофизических и гидродинамических исследований для выявления источников обводнения;
- оперативная ликвидация выявленных каналов миграции флюидов.

Производственный экологический контроль подземных вод

- организация сети наблюдательных (инженерных) скважин;
- проведение мониторинга состояния подземных вод не реже 1 раза в квартал (либо с иной обоснованной периодичностью);
- контроль по основным показателям: нефтепродукты, минерализация, хлориды, сульфаты, тяжелые металлы и иные специфические загрязняющие вещества;
- сопоставление результатов мониторинга с установленными нормативами предельно допустимых концентраций (ПДК);
- ведение базы данных и анализ динамики изменения качества подземных вод.

При выявлении превышений нормативов качества подземных вод:

- осуществляется внеплановый отбор проб;
- устанавливаются источники загрязнения;
- разрабатываются и реализуются корректирующие мероприятия.

Управление отходами и сточными водами

- организация отдельного сбора, учета и передачи отходов специализированным организациям;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- оборудование площадок временного хранения отходов гидроизолированным основанием, системой предотвращения фильтрации и защитой от атмосферных осадков;
- контроль технического состояния систем очистки и отвода хозяйственно-бытовых сточных вод;
- исключение сброса неочищенных сточных вод на рельеф местности.

Обращение с химическими реагентами

- применение химических реагентов при наличии паспортов безопасности (MSDS);
- учет класса опасности, растворимости, миграционной способности и потенциального воздействия на подземные воды;
- предотвращение утечек при хранении, транспортировке и использовании реагентов;
- использование исправной запорно-регулирующей арматуры и оборудования;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть.

Предотвращение загрязнений при эксплуатации инфраструктуры

- проведение плановой диагностики и ремонта нефтепроводов и водоводов;
- обеспечение антикоррозионной защиты трубопроводов и оборудования;

- установка герметичных емкостей и дренажных систем для сбора возможных утечек нефти и воды;
- регулярный осмотр систем водоснабжения и водоотведения.

Аварийная готовность и реагирование

- наличие плана ликвидации аварийных разливов;
- оперативная локализация и устранение разливов нефти и химических веществ;
- предотвращение инфильтрации загрязняющих веществ в почвы и подземные воды;
- проведение рекультивации загрязненных участков.

Выявление и контроль источников загрязнения

- инвентаризация фактических и потенциальных источников загрязнения;
- регулярный контроль технического состояния объектов, представляющих экологическую опасность;
- недопущение размещения опасных веществ на незащищенных площадках.

Реализация указанных мероприятий обеспечит предотвращение загрязнения и истощения подземных вод, а также позволит своевременно выявлять и устранять негативные воздействия в процессе эксплуатации месторождения.

9.4. Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- 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.

9.5. Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений, не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование мал шумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования использование мер личной профилактики, в том числе лечебнопрофилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц - 300 МГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 МГц - 300 ГГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц - 300 МГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью < 30 %.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

9.6. Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- запрещение несанкционированного складирования отходов.
- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями.

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

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

9.7. Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на

почвенно-растительный комплекс. Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия. Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и 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.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

- 1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;
- 2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные

участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов - отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно - в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 - 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

9.8. Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

В соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан «О растительном мире», при осуществлении хозяйственной деятельности предусматривается соблюдение обязательных мер по предотвращению негативного воздействия на растительный покров, сохранению биоразнообразия и недопущению деградации природных растительных сообществ.

Субъект деятельности обязуется:

- не допускать уничтожения, повреждения или незаконного изъятия объектов растительного мира;
- обеспечивать сохранность мест произрастания растений и естественных растительных сообществ;

- не допускать ухудшения состояния растительности и связанных с ней компонентов окружающей среды;
- соблюдать требования пожарной безопасности на территориях, занятых растительностью.

В целях минимизации воздействия на растительность при эксплуатации месторождения предусматривается реализация следующих мероприятий:

Предотвращение воздействия (приоритетные меры)

- минимизация площади нарушаемых земель за счет использования существующей дорожной сети и производственной инфраструктуры;
- ограничение передвижения транспорта строго установленными маршрутами, исключающими повреждение почвенно-растительного покрова;
- запрет несанкционированного съезда техники с технологических дорог;
- проведение работ строго в границах отведенных участков;
- недопущение механического повреждения растительности вне зон производства работ.

Снижение и контроль воздействия

- организация и обустройство специальных площадок для хранения, приготовления и дозировки химических реагентов с водонепроницаемым покрытием, исключающим их попадание в почву;
- предотвращение разливов горюче-смазочных материалов и химических веществ, контроль исправности оборудования;
- регулярный визуальный контроль территории на предмет выявления загрязнений (в том числе замаскированных участков) с последующим их оперативным устранением;
- строгое соблюдение технологических регламентов при проведении ремонтных и эксплуатационных работ;
- соблюдение требований пожарной безопасности в целях предотвращения возгораний растительного покрова.

Восстановительные мероприятия

- проведение технической и биологической рекультивации нарушенных земель;
- снятие, временное хранение и последующее использование плодородного слоя почвы при проведении земляных работ;
- проведение фитомелиорации с использованием местных (аборигенных) видов растений;
- восстановление растительного покрова на участках, подвергшихся техногенному воздействию, в максимально короткие сроки.

В случае аварийных разливов нефти и иных загрязняющих веществ:

- производится локализация загрязнения;
- осуществляется снятие и вывоз загрязненного грунта;
- проводится последующая рекультивация и восстановление растительности.

Сохранение биоразнообразия

- недопущение нарушения целостности природных растительных сообществ;
- принятие мер по сохранению редких и находящихся под угрозой исчезновения видов растений (при их выявлении);
- исключение негативного воздействия на участки с повышенной экологической ценностью;
- проведение инструктажа персонала о запрете сбора растений.

Экологический мониторинг

- организация производственного экологического мониторинга состояния растительности на территории воздействия;
- проведение периодических обследований с целью оценки состояния растительного покрова;
- фиксация изменений и принятие корректирующих мер при выявлении негативной динамики.

Реализация указанных мероприятий обеспечит соблюдение требований природоохранного законодательства Республики Казахстан, предотвратит деградацию растительного покрова и обеспечит сохранение биологического разнообразия на территории проведения работ.

9.9. Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

В соответствии с требованиями Закона Республики Казахстан «О защите, воспроизводстве и использовании животного мира», при проектировании и реализации хозяйственной деятельности

обеспечивается сохранение среды обитания объектов животного мира, условий их размножения, путей миграции и мест концентрации животных, а также недопустимость негативного воздействия на особо ценные природные участки.

Любая деятельность, оказывающая или способная оказать воздействие на животный мир, осуществляется с соблюдением требований по его сохранению и воспроизводству, а также с принятием мер по предотвращению и возмещению возможного ущерба.

В целях минимизации воздействия на животный мир при эксплуатации месторождения предусматривается реализация следующих мероприятий:

Предотвращение воздействия (приоритетные меры)

- минимизация площади нарушаемых территорий и сохранение естественных ландшафтов;
- недопущение проведения работ вне установленных границ проектной территории;
- разработка и соблюдение маршрутов передвижения техники с учетом недопущения пересечения путей миграции животных;
- ограничение движения транспорта вне дорог и запрет несанкционированного съезда;
- исключение хозяйственной деятельности на участках, имеющих высокую ценность как среда обитания животных (при их выявлении).

Снижение и регулирование воздействия

- соблюдение нормативов шумового воздействия, применение шумозащитных мероприятий (экраны, обвалование, заглубление оборудования);
- ограничение проведения работ в периоды размножения животных (при наличии соответствующих данных);
- предотвращение гибели животных за счет установки ограждений на производственных объектах;
- оснащение линий электропередач и оборудования устройствами, предотвращающими поражение птиц электрическим током;
- исключение привлечения животных за счет:
 - запрета кормления персоналом;
 - герметичного хранения отходов;
 - своевременного вывоза отходов;
- маркировка опасных производственных объектов и сооружений.

Предотвращение негативного воздействия от загрязнений

- недопущение разливов нефти и химических веществ;
- оперативная локализация и ликвидация аварийных разливов;
- предотвращение распространения загрязняющих веществ в окружающую среду;
- проведение очистки и рекультивации загрязненных участков.

Восстановительные и компенсационные мероприятия

- проведение рекультивации нарушенных земель с восстановлением кормовой базы животных;
- создание условий для естественного восстановления местообитаний;
- при необходимости — реализация биотехнических мероприятий, направленных на поддержание численности животных (по согласованию с уполномоченными органами);
- возмещение ущерба животному миру в установленном законодательством порядке (при его причинении).

Сохранение биоразнообразия и недопущение нарушений

- запрет несанкционированной охоты, отлова животных и разорения гнезд;
- недопущение уничтожения или ухудшения условий обитания животных;
- сохранение целостности природных экосистем;
- проведение инструктажа персонала о требованиях природоохранного законодательства.

При обнаружении фактов гибели животных:

- осуществляется фиксация случая;
- информация передается в уполномоченные органы (территориальные инспекции);
- принимаются меры по установлению причин и предотвращению повторения.

Эпизоотический контроль и взаимодействие с органами

- мониторинг состояния животного мира на предмет заболеваний;
- при выявлении признаков заболеваний — информирование органов санитарно-эпидемиологического контроля и уполномоченных органов;

- участие в профилактических и противоэпизоотических мероприятиях (при необходимости).

Экологический мониторинг животного мира

- проведение производственного экологического мониторинга состояния животного мира на территории воздействия;
- учет видового состава и численности животных (при необходимости);
- анализ изменений и принятие корректирующих мер при выявлении негативной динамики.

Реализация указанных мероприятий обеспечит сохранение среды обитания, условий размножения и миграции животных, предотвратит снижение их численности и обеспечит соблюдение требований природоохранного законодательства Республики Казахстан.

10. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

В соответствии со ст.241 Экологического кодекса РК потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.

Хозяйственная деятельность должна осуществляться с соблюдением *принципа недопущения потерь биоразнообразия (no net loss)*, предусматривающего последовательную реализацию следующих мер:

1. предотвращение воздействия;
2. минимизация воздействия;
3. восстановление нарушенных экосистем;
4. компенсация остаточного ущерба биоразнообразию.

Компенсация потерь биоразнообразия направлена на обеспечение долгосрочного и устойчивого прироста биоразнообразия и может осуществляться в виде:

- восстановления утраченных экосистем и местообитаний;
- создания или улучшения экосистем, обладающих сопоставимой или более высокой экологической ценностью;
- реализации природоохранных мероприятий на иных территориях, имеющих приоритетное значение для сохранения биоразнообразия (при необходимости).

Меры по предотвращению потерь биоразнообразия

- минимизация площади нарушаемых земель и сохранение естественных ландшафтов;
- недопущение хозяйственной деятельности вне границ отведенной территории;
- сохранение участков, представляющих ценность как среда обитания растений и животных;
- недопущение уничтожения редких и находящихся под угрозой исчезновения видов (при их выявлении);
- исключение фрагментации природных экосистем и нарушения экологических связей.

Меры по снижению воздействия

- ограничение движения транспорта вне установленных маршрутов;
- предотвращение загрязнения почв, вод и растительного покрова;
- соблюдение требований пожарной безопасности;
- предотвращение гибели животных и птиц (в том числе защита от поражения электрическим током);
- исключение факторов беспокойства (шум, свет, присутствие персонала) в чувствительных зонах.

Восстановительные мероприятия

- проведение рекультивации нарушенных земель с восстановлением почвенно-растительного покрова;
- использование аборигенных видов растений при восстановлении;
- восстановление кормовой базы и условий обитания животных;
- восстановление нарушенных экологических связей в пределах территории воздействия.

Компенсационные мероприятия (при наличии остаточного воздействия)

В случае невозможности полного предотвращения и восстановления воздействия предусматривается реализация компенсационных мер, включая:

- восстановление деградированных экосистем на территории реализации проекта или за ее пределами;
- улучшение условий обитания видов, имеющих важное экологическое значение;
- участие в региональных программах по сохранению биоразнообразия (при наличии);
- финансирование природоохранных мероприятий, направленных на сохранение биоразнообразия.

Компенсационные мероприятия определяются с учетом:

- масштаба и характера воздействия;
- экологической ценности затрагиваемых экосистем;
- требований уполномоченных государственных органов.

Ограничительные и защитные меры

- запрет несанкционированной охоты, отлова животных и уничтожения растительности;
- запрет разорения гнезд и мест обитания животных;

- запрет кормления диких животных персоналом;
- организация надлежащего хранения и утилизации отходов;
- предотвращение распространения загрязнений при аварийных ситуациях.

Эпизоотический контроль и реагирование

- мониторинг состояния животного мира на предмет заболеваний;
- оперативное информирование уполномоченных органов при выявлении признаков эпизоотий;
- участие в профилактических и противоэпизоотических мероприятиях (при необходимости).

Экологический мониторинг биоразнообразия

- проведение производственного экологического мониторинга состояния биоразнообразия;
- оценка динамики состояния экосистем и видового разнообразия;
- выявление негативных изменений и реализация корректирующих мероприятий;
- документирование результатов мониторинга.

Реализация указанных мероприятий обеспечит сохранение и восстановление биоразнообразия, предотвратит деградацию экосистем и позволит компенсировать возможные потери в соответствии с требованиями природоохранного законодательства Республики Казахстан.

11. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

11.1. Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период разработки месторождения 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 действующих методологических разработок (представлены в разделе 14.1 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Есжан сведена в таблицу 11.1.1.

Таблица 11.1.1 - Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений по разработке месторождения Есжан

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Местный (3)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Высокая (36)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Физические факторы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (8)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Итого:	-	-	-	Средняя (21,9)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Есжан составляет 21,9 балла, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*.

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Есжан при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

11.2. 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. Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при реализации проектных решений на месторождении представлены в таблице 11.2.1.

Таблица 11.2.1 - Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт

Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении 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 14.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области Республики Казахстан и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут **среднее отрицательное воздействие** по некоторым компонентам, и от **средних до высоких положительных изменений** в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 11.2.2.

Таблица 11.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
Социальная сфера								
Трудовая занятость	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+10	Среднее положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Итого:	-	-	-	-	-	-	+12	Высокое положительное
Экономическая сфера								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Итого:	-	-	-	-	-	-	+19	Высокое положительное

12. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со статьей 78 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится после получения заключения по результатам оценки воздействия на окружающую среду в целях подтверждения соответствия реализованной деятельности выводам Отчета о возможных воздействиях и заключению по результатам ОВОС.

Послепроектный анализ осуществляется составителем Отчета о возможных воздействиях и должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором объекта за счет собственных средств. По результатам анализа составителем Отчета о возможных воздействиях подготавливается и подписывается заключение, содержащее вывод о соответствии либо несоответствии реализованной деятельности материалам ОВОС и выданному заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении приводится их подробное описание.

Подписанное заключение по результатам послепроектного анализа направляется оператору объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней со дня его подписания. Уполномоченный орган обеспечивает размещение указанного заключения на своем официальном интернет-ресурсе в течение двух рабочих дней с даты его получения.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по его результатам определяется уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Вместе с тем, с учетом характера и масштабов намечаемой деятельности, а также предусмотренной проектом системы экологического сопровождения, настоящим Отчетом о возможных воздействиях проведение послепроектного анализа не рекомендуется. Оператором планируется осуществление комплекса мероприятий в рамках производственного экологического контроля, включающего мониторинг состояния компонентов окружающей среды, контроль соблюдения экологических нормативов, ведение установленной экологической отчетности и представление результатов контроля в уполномоченные государственные органы в соответствии с требованиями экологического законодательства Республики Казахстан.

Реализация программы производственного экологического контроля, в совокупности с действующими механизмами государственного экологического регулирования, надзора и отчетности, позволит обеспечить получение достаточного объема данных о фактическом воздействии и намечаемой деятельности на окружающую среду, своевременно выявлять возможные отклонения и принимать необходимые корректирующие меры. В связи с этим проведение отдельного послепроектного анализа **не представляется необходимым.**

13. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, в том числе:

- 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 загрязняющих веществ в окружающую среду;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- 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;
- временное накопление отходов только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

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:

- содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- проводить рекультивацию нарушенных земель.

14. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

14.1. 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 29.10.2010 г.).

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 14.1.1 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 14.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали - перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 14.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Локальный (1)	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
Ограниченный (2)	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
Местный (3)	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
Региональный (4)	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	Длительность воздействия до 6 месяцев
Средней продолжительности (2)	От 6 месяцев до 1 года
Продолжительный (3)	От 1 года до 3-х лет
Многолетний (4)	Продолжительность воздействия от 3 -х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительная (1)	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
Слабая (2)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
Умеренная (3)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
Сильная (4)	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Воздействие низкой значимости (1-8)	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
Воздействие средней значимости (9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный 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 14.1.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1-8	Воздействие низкой значимости
Ограниченный 2	Средней продолжительности 2	Слабая 2	9-27	Воздействие средней значимости
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	28-64	Воздействие высокой значимости
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 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.

14.2. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

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

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 14.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 14.2.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

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

<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 14.2.1, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

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

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 14.2.2.

Таблица 14.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

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

15. 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.

Методологические аспекты оценки воздействия выполнялись на определении трех параметров:

- пространственного масштаба воздействия;
- временного масштаба воздействия;
- интенсивности воздействия.

Общая схема для оценки воздействия:

1. Выявление воздействий
2. Снижение и предотвращение воздействий
3. Оценка значимости остаточных воздействий

По каждому выявленному возможному воздействию на окружающую среду проводится оценка его существенности.

Воздействие на окружающую среду признается существенным во всех случаях, кроме случаев соблюдения в совокупности следующих условий:

1. воздействие на окружающую среду, в силу его вероятности, частоты, продолжительности, сроков выполнения работ, пространственного охвата, места его осуществления, кумулятивного характера и других параметров, а также с учетом указанных в заявлении о намечаемой деятельности мер по предупреждению, исключению и снижению такого воздействия и (или) по устранению его последствий;

2. не приведет к деградации экологических систем, истощению природных ресурсов, включая дефицитные и уникальные природные ресурсы;

3. не приведет к нарушению экологических нормативов качества окружающей среды;

4. не приведет к ухудшению условий проживания людей и их деятельности, включая: состояние окружающей среды, влияющей на здоровье людей; посещение мест отдыха, туризма, культовых сооружений и иных объектов; заготовку природных ресурсов, использование транспортных и других объектов; осуществление населением сельскохозяйственной деятельности, народных промыслов или иной деятельности;

5. не приведет к ухудшению состояния территорий и объектов, осуществляемых в особо охраняемых природных территориях, в их охранных зонах, на землях оздоровительного, рекреационного и историкокультурного назначения; в пределах природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений; на участках размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; на территории (акватории), на которой компонентам природной среды нанесен экологический ущерб; на территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения; в черте населенного пункта или его пригородной зоны; на территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия;

6. не повлечет негативных трансграничных воздействий на окружающую среду;

7. не приведет к следующим последствиям:

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют участки с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют технологии или методы для компенсации потери биоразнообразия;

– это приведет к потере биоразнообразия и компенсация потери биоразнообразия невозможна по иным причинам.

Описания состояния окружающей среды выполнены с использованием материалов из общедоступных источников информации:

- Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан и его областными территориальными управлениям;
- подзаконные акты, сопутствующие Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года;
- утвержденные методики расчета выбросов вредных веществ к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан;
- данные сайта РГП «КАЗГИДРОМЕТ» <https://www.kazhydromet.kz/ru>;
- научными и исследовательскими организациями;
- другие общедоступные данные.

16. 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

16.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения

Основными производственными операциями на месторождении Есжан при реализации проектных решений по «Проекту разработки месторождения Есжан», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение водных ресурсов.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Есжан при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
- Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Основные 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 16.1.1.

Таблица 16.1.1 — Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. 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.
Потенциально-растительный 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 и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия.

К *прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Учитывая размеры санитарно-защитной зоны месторождения Есжан (500 метров, II класс опасности) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

16.2. 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)

Использование генетических, а также дефицитных и уникальных природных ресурсов при осуществлении проектных решений не предполагается.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI;
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании»;
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях»;
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании»
7. Афанасьев А.В.. Зоография Казахстана. Изд-во Академии Наук Казахской ССР, Алма-Ата, 1960
8. Ботаническая география Казахстана и Средней Азии. - С.-П., 2003
9. Быков Б.А. Вводный очерк флоры и растительности Казахстана. // Растительный покров Казахстана. Алма-Ата, 1966
10. Гаврилов Э.И. «Фауна и распространение птиц Казахстана», Алматы, 1999
11. Геологическое строение Казахстана /Бекжанов Г.Р., Кошкин В.Я., Никитченко И.И. и др. - Алматы: Академия минеральных ресурсов Республики Казахстан, 2000
12. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. М., Госстандарт, 1978
13. Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
14. Классификатор токсичных промышленных отходов производства предприятий РК. Алматы, 1996 (РНД 03.0.0.2.01-96)
15. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий ОНД-86. П., Гидрометеиздат, 1986;
16. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. С.-П., 1995
17. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства (РНД 03.1.0.3.01-96). Алматы, 1996
18. СНиП 2.04.03-85 Строительные нормы и правила «Канализация. Наружные сети сооружения»
19. СНиП 2.01.01-82. "Строительные климатология и геофизика"
20. СНиП РК 4.01-41-2006 Строительные нормы и правила «Внутренний водопровод и канализация зданий»
21. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996г.
22. Сборник нормативно-методических документов по охране атмосферного воздуха. Алматы, 1995г.
23. Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.02-2004. г. Астана
24. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2004 год
25. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004 Астана, 2004 год.
26. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утвержденная приказом №379-ө от 11.12.2013 г.
27. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей, Алматы, 2000 год.
28. Журнал «Социально - экономическое развитие Кызылординской области» Департамент статистики, 2023
29. Публикация «Эпидемиологическая ситуация в Республике Казахстан» РГКП «Научно-практический центр санитарно-эпидемиологической экспертизы и мониторинга»
30. Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

31. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства РНД 03.1.0.3.01-96, Алматы 1996
32. Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168.
33. Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека, Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169.
34. Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.
35. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву», утвержденные совместным приказом Министра охраны окружающей среды РК от 27.01.2004 № 21-п и Министра здравоохранения РК от 30.01.2004 № 99;
36. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
37. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа ГОСТ 17.4.1.02 – 84;
38. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
39. Статистические данные по Кызылординской области.
40. Раздел «Охрана окружающей среды» к «Групповому техническому проекту» на бурение эксплуатационных скважин проектной глубиной 2250м (+250) на месторождении «Есжан» (Кызылординская Область, Республика Казахстан), г.Кызылорда, 2023, ТОО «Бекен и К»;
41. Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Есжан ТОО «САУТС-ОЙЛ» на 2025 год, г.Кызылорда, 2024, ТОО «Бекен и К»;
42. Программа управления отходами для месторождения Есжан ТОО «САУТС-ОЙЛ» на 2025 год, г. Кызылорда, 2024, ТОО «Бекен и К»;
43. Программа производственного экологического контроля на производственную деятельность месторождения Есжан ТОО «САУТС-ОЙЛ» на 2025 год, г. Кызылорда, 2024, ТОО «Бекен и К»;
44. Раздел: «Охрана окружающей среды» (РООС) к «Групповому техническому проекту на строительство эксплуатационных скважин на месторождении Есжан с проектной глубиной 2250 (±250)», г.Кызылорда, 2023, ТОО "Effect Group";
45. Предварительная оценка воздействия на окружающую среду к Технологической схеме разработки месторождения Есжан ТОО «Саутс ойл», г.Кызылорда, 2016, ТОО «AstNedra»;
46. Проект разработки месторождения Есжан, г.Астана, 2026, ТОО “Geoscience Consulting”.

ЛИЦЕНЗИЯ ПРОЕКТНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ

17002878



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

17.02.2017 года02413P

Выдана

САПАЕВ ТИМУР МИХАЙЛОВИЧ

ИИН: 940208300432

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

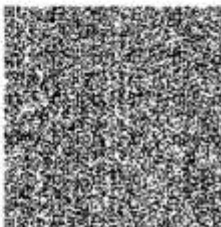
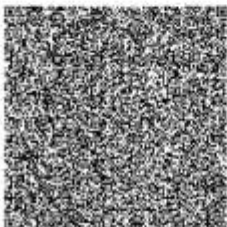
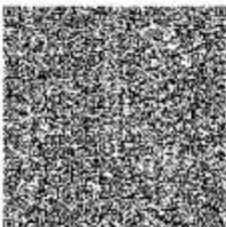
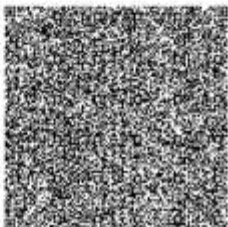
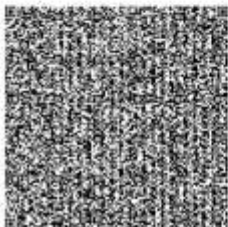
АЛИМБАЕВ АЗАМАТ БАЙМУРЗИНОВИЧ

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана

17002878

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02413Р

Дата выдачи лицензии 17.02.2017 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

САПАЕВ ТИМУР МИХАЙЛОВИЧ

ИИН: 940208300432

(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

050051, город Алматы, улица Луганского, дом 54/9

(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)

АЛИМБАЕВ АЗАМАТ БАЙМУРЗИНОВИЧ

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

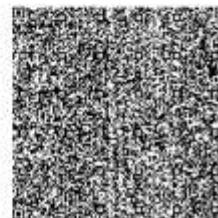
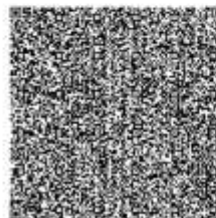
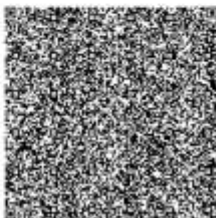
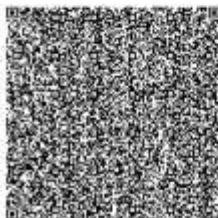
Срок действия

Дата выдачи приложения

17.02.2017

Место выдачи

г.Астана



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 3 тармағына сәйкес қолға тасымалданатын құжатпен міндетті бірігі. Дәлелді құжаттың пайдалануына 1-ші бабының 1-тармағының 1-пунктына сәйкес қолға тасымалданатын құжатпен міндетті бірігі. Дәлелді құжаттың пайдалануына 1-ші бабының 1-тармағының 1-пунктына сәйкес қолға тасымалданатын құжатпен міндетті бірігі.

РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ НА ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЕСЖАН

НА ПЕРИОД БУРЕНИЯ И ИСПЫТАНИЯ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0001, Дымовая труба
Источник выделения N 0001 01, Сварочный агрегат АДД

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 4.93$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 8.282$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.93 \cdot 30 / 3600 = 0.0411$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.282 \cdot 30 / 10^3 = 0.2485$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.93 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001643$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.282 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00994$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.93 \cdot 39 / 3600 = 0.0534$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.282 \cdot 39 / 10^3 = 0.323$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.93 \cdot 10 / 3600 = 0.0137$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.282 \cdot 10 / 10^3 = 0.0828$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.93 \cdot 25 / 3600 = 0.03424$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.282 \cdot 25 / 10^3 = 0.207$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 4.93 \cdot 12 / 3600 = 0.01643$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 8.282 \cdot 12 / 10^3 = 0.0994$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 4.93 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001643$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.282 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00994$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 4.93 \cdot 5 / 3600 = 0.00685$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 8.282 \cdot 5 / 10^3 = 0.0414$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0411	0.2485
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0534	0.323
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00685	0.0414
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0137	0.0828
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.03424	0.207
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001643	0.00994
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001643	0.00994
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01643	0.0994

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0002, Дымовая труба

Источник выделения N 0002 01, Дизельная электростанция АД-200

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 35.39$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 59.455$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 30 / 3600 = 0.295$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 30 / 10^3 = 1.784$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0118$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0713$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 39 / 3600 = 0.3834$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 39 / 10^3 = 2.32$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 10 / 3600 = 0.0983$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 10 / 10^3 = 0.595$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35.39 \cdot 25 / 3600 = 0.246$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 59.455 \cdot 25 / 10^3 = 1.486$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35.39 \cdot 12 / 3600 = 0.118$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 59.455 \cdot 12 / 10^3 = 0.713$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35.39 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0118$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 59.455 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0713$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_3 / 3600 = 35.39 \cdot 5 / 3600 = 0.0492$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 59.455 \cdot 5 / 10^3 = 0.297$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	1.784
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3834	2.32
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	0.297
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	0.595
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.246	1.486
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0118	0.0713
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	0.0713
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.118	0.713

Источник № 6001 Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	1680
1.2.	Количество машин	n	ед.	1,0
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	69,32
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_7 \cdot B \cdot G \cdot 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,09705
	Весовая доля пылевой фракции в материале	k ₁	(табл.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	k ₂	(табл.1)	0,02
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	k ₃	(табл.2)	1,4
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	k ₅	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	k ₄	(табл.3)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	k ₇	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.7)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q \cdot t \cdot 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,5869463
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.				

Источник № 6002 Расчет выбросов пыли, образуемой при работе экскаваторов

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	1680
1.2.	Количество машин	n	ед.	1,0

1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	69,32
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_7 * B * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,09705
	Весовая доля пылевой фракции в материале	k ₁	(табл.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	k ₂	(табл.1)	0,02
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	k ₃	(табл.2)	1,4
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	k ₅	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	k ₄	(табл.3)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	k ₇	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.7)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,5869463
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.				

Источник № 6003 Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5
1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке	L	км	1,0
1.4.	Число работающих машин на участке	n	ед.	1,0
1.8.	Время работы	t	час/пер	1680
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$M_{сек} = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1}{3600}$	M _{сек}	г/сек	0,31416667
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C ₁	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий средний скорость передвижения	C ₂	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C ₃	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	g ₁	г/км	1450
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	1,9000800
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.				

Источник № 6004 Расчет выбросов загрязняющих веществ от строительной техники, работающей на дизельном топливе

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Диаметр трубы	d	м	0,05
1.2.	Уд. расход топлива	G	кг/час	8,4
1.3.	Время работы	t	ч/пер	1680,0
1.4.	Уд. вес дизтоплива	q	кг/м ³	0,86
2	Формула:	$V_{сек} = (G/q * 1,4 * 1,5 * 7,84) / 3600, \text{ м}^3/\text{с}$		
	$Q_B = V * g / 10^6, \text{ т/год}$ $Q_M = Q_B / t / 3600 * 10^6, \text{ г/сек}$			
2.1.	g- согласно справочным данным, количество токсичных веществ при сгорании 1 кг дизтоплива в ДВС составляет:	g _{CO}	г/кг	4,2
		g _{NO2}	г/кг	5
		g _{CH}	г/кг	12,5
		g _{сажа}	г/кг	5
		g _{бенз/а/пирен}	г/кг	0,0000092
		g _{SO2}	г/кг	12,2
2.2.	Количество сжигаемого топлива	B	кг/год	141926,4
2.3.	Количество выбросов	Q _{CO}	т/год	0,596091
			г/сек	0,098560
		Q _{NO2}	т/год	0,709632
			г/сек	0,117333
		Q _{CH}	т/год	1,774080
			г/сек	0,293333
		Q _{сажа}	т/год	0,709632
			г/сек	0,117333
		Q _{бенз/а/пирен}	т/год	0,0000013
			г/сек	0,0000002

		Q _{SO2}	т/год	1,731502
			г/сек	0,286293
2.4.	Объем продуктов сгорания	V _{сек}	м³/с	0,044925
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.				

Расход дизельного топлива

Кол-во	Наименование механизмов	Уд.расход топлива, кг/час	Время работы, час	Общий расход, кг
1	Авто С/ст. МСК TOYOTA-79	8,7	1680,0	14616
1	Вахтовая типа УРАЛ-4320, КамАЗ	9,5	1680,0	15960
1	Автомашина для перевозки обедов	5,5	1680,0	9240
1	Автоцистерны питьевой воды типа УРАЛ-4320	8,41	1680,0	14128,8
1	Автоцистерны технической воды типа УРАЛ-4320	8,9	1680,0	14952
1	Автомашина для перевозки газа	6,67	1680,0	11205,6
1	Ассенизационная машина	8,2	1680,0	13776
1	Трактор-бульдозер Т-130	7,2	1680,0	12096
1	Автокран	11,9	1680,0	19992
1	Тягач типа ГАЗ-71 (смоточный), ARGO (при необходимости)	9,5	1680,0	15960
	Всего:	84,48		141926,4
Всего, т.				141,93

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0003, Дымовая труба

Источник выделения N 0003 01, Дизель генератор привода буровой установки САТ 3406

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 80.37$ Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 135.022$ **Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 80.37 \cdot 30 / 3600 = 0.67$ Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 30 / 10^3 = 4.05$ **Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 80.37 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0268$ Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.162$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 80.37 \cdot 39 / 3600 = 0.87$ Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 39 / 10^3 = 5.27$ **Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{-} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 80.37 \cdot 10 / 3600 = 0.2233$ Валовый выброс, т/год, $M_{-} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 10 / 10^3 = 1.35$ **Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 80.37 \cdot 25 / 3600 = 0.558$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 135.022 \cdot 25 / 10^3 = 3.376$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 80.37 \cdot 12 / 3600 = 0.268$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 135.022 \cdot 12 / 10^3 = 1.62$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 80.37 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0268$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 135.022 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.162$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 80.37 \cdot 5 / 3600 = 0.1116$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 135.022 \cdot 5 / 10^3 = 0.675$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.67	4.05
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.87	5.27
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1116	0.675
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2233	1.35
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.558	3.376
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)	0.0268	0.162
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0268	0.162
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.268	1.62

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0004, Дымовая труба
 Источник выделения N 0004 01, Дизель генератор привода буровой установки САТ 3406
 Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
 Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 80.37$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 135.022$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 80.37 \cdot 30 / 3600 = 0.67$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 135.022 \cdot 30 / 10^3 = 4.05$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 80.37 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0268$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.162$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 80.37 \cdot 39 / 3600 = 0.87$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 39 / 10^3 = 5.27$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 80.37 \cdot 10 / 3600 = 0.2233$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 10 / 10^3 = 1.35$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 80.37 \cdot 25 / 3600 = 0.558$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 25 / 10^3 = 3.376$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 80.37 \cdot 12 / 3600 = 0.268$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 12 / 10^3 = 1.62$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 80.37 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0268$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.162$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 80.37 \cdot 5 / 3600 = 0.1116$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 135.022 \cdot 5 / 10^3 = 0.675$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.67	4.05
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.87	5.27
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1116	0.675
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2233	1.35
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.558	3.376
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0268	0.162
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0268	0.162
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.268	1.62

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0005, Дымовая труба

Источник выделения N 0005 01, Дизель генератор привода буровых насосов PZ12V190B

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 129.36$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 217.325$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.36 \cdot 30 / 3600 = 1.078$
 Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 217.325 \cdot 30 / 10^3 = 6.52$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.36 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0431$
 Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 217.325 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.261$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.36 \cdot 39 / 3600 = 1.4$
 Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 217.325 \cdot 39 / 10^3 = 8.48$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.36 \cdot 10 / 3600 = 0.359$
 Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 217.325 \cdot 10 / 10^3 = 2.173$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.36 \cdot 25 / 3600 = 0.898$
 Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 217.325 \cdot 25 / 10^3 = 5.43$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.36 \cdot 12 / 3600 = 0.431$
 Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 217.325 \cdot 12 / 10^3 = 2.61$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.36 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0431$
 Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 217.325 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.261$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.36 \cdot 5 / 3600 = 0.1797$
 Валовый выброс, т/год, $G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 217.325 \cdot 5 / 10^3 = 1.087$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.078	6.52
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.4	8.48
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1797	1.087
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.359	2.173

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.898	5.43
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0431	0.261
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0431	0.261
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.431	2.61

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0006, Дымовая труба
Источник выделения N 0006 01, Дизель генератор привода буровых насосов PZ12V190B
Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 129.36$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 217.325$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 129.36 \cdot 30 / 3600 = 1.078$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 217.325 \cdot 30 / 10^3 = 6.52$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 129.36 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0431$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 217.325 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.261$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 129.36 \cdot 39 / 3600 = 1.4$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 217.325 \cdot 39 / 10^3 = 8.48$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 129.36 \cdot 10 / 3600 = 0.359$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 217.325 \cdot 10 / 10^3 = 2.173$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 129.36 \cdot 25 / 3600 = 0.898$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 217.325 \cdot 25 / 10^3 = 5.43$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 129.36 \cdot 12 / 3600 = 0.431$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 217.325 \cdot 12 / 10^3 = 2.61$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.36 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0431$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 217.325 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.261$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 129.36 \cdot 5 / 3600 = 0.1797$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 217.325 \cdot 5 / 10^3 = 1.087$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.078	6.52
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.4	8.48
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1797	1.087
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.359	2.173
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.898	5.43
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0431	0.261
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0431	0.261
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.431	2.61

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0007, Дымовая труба

Источник выделения N 0007 01, Цементировочный агрегат ЯМЗ-236НЕ2

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 17.25$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 28.98$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.25 \cdot 30 / 3600 = 0.1438$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 28.98 \cdot 30 / 10^3 = 0.87$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.25 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00575$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 28.98 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0348$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.25 \cdot 39 / 3600 = 0.187$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 28.98 \cdot 39 / 10^3 = 1.13$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 17.25 \cdot 10 / 3600 = 0.0479$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 28.98 \cdot 10 / 10^3 = 0.29$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.25 \cdot 25 / 3600 = 0.1198$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 28.98 \cdot 25 / 10^3 = 0.725$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.25 \cdot 12 / 3600 = 0.0575$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 28.98 \cdot 12 / 10^3 = 0.348$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.25 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00575$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 28.98 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0348$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.25 \cdot 5 / 3600 = 0.02396$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 28.98 \cdot 5 / 10^3 = 0.145$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1438	0.87
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.187	1.13
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02396	0.145
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0479	0.29
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1198	0.725
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)	0.00575	0.0348
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00575	0.0348
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0575	0.348

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0008, Дымовая труба
 Источник выделения N 0008 01, Дизель-генераторная станция TAD 1242 GE

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 83.37$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 140.062$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 83.37 \cdot 30 / 3600 = 0.695$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 140.062 \cdot 30 / 10^3 = 4.2$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 83.37 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0278$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 140.062 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.168$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 83.37 \cdot 39 / 3600 = 0.903$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 140.062 \cdot 39 / 10^3 = 5.46$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 83.37 \cdot 10 / 3600 = 0.2316$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 140.062 \cdot 10 / 10^3 = 1.4$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 83.37 \cdot 25 / 3600 = 0.579$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 140.062 \cdot 25 / 10^3 = 3.5$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 83.37 \cdot 12 / 3600 = 0.278$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 140.062 \cdot 12 / 10^3 = 1.68$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 83.37 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0278$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 140.062 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.168$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 83.37 \cdot 5 / 3600 = 0.1158$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 140.062 \cdot 5 / 10^3 = 0.7$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.695	4.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.903	5.46
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1158	0.7
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2316	1.4
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.579	3.5
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0278	0.168
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0278	0.168
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.278	1.68

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0009, Дымовая труба
 Источник выделения N 0009 01, дизельная электростанция АД-200
 Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 35.39$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 59.455$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 30 / 3600 = 0.295$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 30 / 10^3 = 1.784$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0118$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0713$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 39 / 3600 = 0.3834$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 39 / 10^3 = 2.32$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 10 / 3600 = 0.0983$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 10 / 10^3 = 0.595$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 25 / 3600 = 0.246$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 25 / 10^3 = 1.486$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 12 / 3600 = 0.118$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 12 / 10^3 = 0.713$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0118$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0713$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 5 / 3600 = 0.0492$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 59.455 \cdot 5 / 10^3 = 0.297$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	1.784
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3834	2.32
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	0.297
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	0.595

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.246	1.486
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)	0.0118	0.0713
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	0.0713
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.118	0.713

Источник №6005 Узел разгрузки цемента**Расчет выбросов пыли цемента, образуемой при пересыпке в смесительный аппарат**

1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество поступающего материала за год	124,20	т/год
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,07393	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	100,0	м ²
1.4.	B - Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,50	(таблица 7)
1.5.	T - Время работы	1680	ч/год
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = \frac{K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * G * 10^6 * B}{0,0000000000,3600} + K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * q * F$	0,00313	г/сек
	q - Объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	K ₁ - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица 1)
	K ₂ - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица 1)
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,4	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₆ - коэфф., учит-щий профиль поверхности складированного мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,5	(таблица 5)
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	Q*T*3600/10 ⁶ , т/год (Выбросы ВВ пыль цементная)	0,019	т/год

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников

Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.

Расчет выбросов неорганической пыли цемента, образуемой при хранении

№ пп	Наименование	Количество	Ед.изм.
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество поступающего материала за год	124,200	т/год
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала		т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	100	м ²
1.4.	T - Время работы	1680	ч/год
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * q * F$	0,003045	г/сек
	0		
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,4	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₆ - коэфф., учит-щий профиль поверхности складированного мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,5	(таблица 5)
	q - объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	F - поверхность пыления в плане, м ²	100	
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	M = Q*T*3600/10 ⁶ , (Выбросы ВВ пыль неорганическая)	0,01841616	т/год

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников

Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.

Источник 6006- Склад хим.реагентов

Параметры выбросов:	n	1	шт
	h	3	м
	S	150	м ²
	T	20	°C
	t	1680	ч/пер

Минеральные материалы. Одним из основных компонентов бурового раствора на скважину является

калия хлорид	36,00	т		
кальцинированная сода	4,75	т		
Выбросы пыли при погрузке, разгрузке и складировании минеральных материалов можно ориентировочно оценить (2) по формуле:				
$P_c = \beta * M * G * 10^{-2}$, т/год		(6.4),		
где, β - коэффициент, учитывающий убыль минерального материала в виде пыли				
В соответствии с ГОСТ9128-24 среднее содержание пылевидных частиц размером менее 0,5мм в минеральной составляющей составляет 21%. Исходя из этого, коэффициент β равен 0,21				
М - убыль материала, % (таблица 6,4);				
При расчете выбросов пыли при погрузке, разгрузке и складировании коэффициент				
М – убыли материала принято считать равным:				
при складском хранении в открытых складах под навесом	0,7			
при погрузке цемента	0,25			
при разгрузке	0,25			
G - масса строительного материала, используемого в течении года, тонны.				
Вид рабочей формулы:				
$P_c = 0,0021 * M * G$, т/год				
Для калия хлорид (KCL)				
P_c складировании	0,05292	т/скв		
P_c разгрузка	0,0189	т/скв		
P_c погрузка	0,0189	т/скв		
Для кальцинированной соды (Na2CO3)				
P_c складировании	0,0069825	т/скв		
P_c разгрузка	0,00249375	т/скв		
P_c погрузка	0,00249375	т/скв		
Выбросы 3В от склада хранения хим.реагентов				
Код 3В	Компоненты бурового раствора	Наименование 3В	Выбросы 3В	
			г/с	т/скв
		1 скважины		
3119	Кальцинир.сода (Na2CO3)	Кальцинир. сода	0,001979	0,01197
126	KCl	Калия хлорид	0,015	0,09072

Источник 6007-Емкость для хранения бурового раствора

Буровой раствор хранится в емкости объемом 200 м³.

Период хранения раствора составит 1680 час/скв.

источником выделения углеводородов являетсядыхательный клапан D=0,25м.

Расчет выбросов от емкостей для хранения бурового раствора выполнен в соответствии с методикой [1] по формуле 5.32.

 $P_{вал} = F * q * K_{11}$, кг/час

Q – удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения, принимается по таблице (5.9)

K₁₁-коэффициент, принимаемый по таблице 5.5.

F- площадь испарения

q

K₁₁

F

0,02 кг/(час*м2);

0,15

0,05 м2

Код 3В	Наименование 3В	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс при строительстве 1-й скв.т/период.
1	2	3	4
415	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,0700000	0,0002520

Источник 6008-Система очистки бурового раствора

Система очистки бурового раствора включает в себя:

Циркуляционная система;

Вибросито;

дегазатор;

пескоотделитель;

илоотделитель;

центрифуга

Все элементы системы – герметичны. Расчет выбросов предельных углеводородов производится от дегазатора, производящего сепарации бурового раствора и удаления газа, попавшего при прохождении раствора через газоносные пласты в скважине.

Давление в аппарате

16000

гПа

Объем аппарата	4	м³	
Средняя молекулярная масса паров нефтепродуктов	50	г/моль	
Средняя температура в аппарате	313	К	
Время работы	1680	часов	
Расчет выбросов от системы очистки бурового раствора выполнен по «Сборнику методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами»[1] по формуле (5.29)			
Количество выбросов углеводородов рассчитывается по формуле:			
$P=0,0037* \frac{(PV)^{0,8}}{(1011)^{0,8}} \cdot \sqrt{\frac{M}{T}}$			
Результаты выбросов загрязняющих веществ от дегазатора			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс, при строит-ве 1 скв. т/скв
415	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	0.002843183	0.017195573

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 6009, Неорган. источник
 Источник выделения N 6009 01, насос для закачки бурового раствора в емкости
 Список литературы:
 Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
 Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть
 Наименование оборудования: Насос центробежный с одним сальниковым уплотнением вала
 Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 1680$
 Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 5$
 Количество одновременно работающего оборудования, шт., $N1 = 1$
 $GNV = 3$
 Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.03$
 Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot N1 / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$
 Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.03 \cdot 5 \cdot 1680) / 1000 = 0.252$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.252 / 100 = 0.1826$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.252 / 100 = 0.0675$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.252 / 100 = 0.000882$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.252 / 100 = 0.000554$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.252 / 100 = 0.000277$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.252 / 100 = 0.0001512$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005	0.0001512
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604	0.1826
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232	0.0675
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.000882
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.000277
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.000554

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 6011, Неорган. источник
 Источник выделения N 6011 01, насос для подачи ГСМ к дизелям
 Список литературы:
 Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
 Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо
 Наименование оборудования: Насос центробежный с одним сальниковым уплотнением вала
 Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 1680$
 Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 5$
 Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$
 $GNV = 2$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.07$
 Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.07 \cdot 1 / 3.6 = 0.01944$
 Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.07 \cdot 5 \cdot 1680) / 1000 = 0.588$

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), $CI = 99.72$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0194$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.588 / 100 = 0.586$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01944 / 100 = 0.0000544$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.588 / 100 = 0.001646$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000544	0.001646
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0194	0.586

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 6012, Неорган. источник
 Источник выделения N 6012 01, емкость для хранения дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
 Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы резервуары+ТРК

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), **$C_{MAX} = 2.25$**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, **$Q_{OZ} = 500$**

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, **$Q_{VL} = 500.927$**

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, **$VSL = 10$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), **$GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 10) / 3600 = 0.00625$**

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), **$MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 500 + 1.6 \cdot 500.927) \cdot 10^{-6} = 0.001396$**

Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), **$J = 50$**

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), **$MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (500 + 500.927) \cdot 10^{-6} = 0.025$**

Валовый выброс, т/год (7.1.3), **$MR = MZAK + MPRR = 0.001396 + 0.025 = 0.0264$**

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, **$V_{TRK} = 2.5$**

Количество одновременно работающих рукавов ТРК, отпускающих нефтепродукт, шт., **$NN = 2$**

Максимальный из разовых выброс при заполнении баков, г/с (7.1.2), **$GB = NN \cdot C_{MAX} \cdot V_{TRK} / 3600 = 2 \cdot 3.92 \cdot 2.5 / 3600 = 0.00544$**

Выбросы при закачке в баки автомобилей, т/год (7.1.7), **$MBA = (C_{AMOZ} \cdot Q_{OZ} + C_{AMVL} \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.98 \cdot 500 + 2.66 \cdot 500.927) \cdot 10^{-6} = 0.002322$**

Удельный выброс при проливах, г/м³, **$J = 50$**

Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТРК, т/год (7.1.8), **$MPRA = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (500 + 500.927) \cdot 10^{-6} = 0.025$**

Валовый выброс, т/год (7.1.6), **$MTRK = MBA + MPRA = 0.002322 + 0.025 = 0.0273$**

Суммарные валовые выбросы из резервуаров и ТРК (7.1.9), **$M = MR + MTRK = 0.0264 + 0.0273 = 0.0537$**

Максимальный из разовых выброс, г/с, **$G = 0.00625$**

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 (4.2.5), **$_M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0537 / 100 = 0.0535$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **$_G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00625 / 100 = 0.00623$**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0537 / 100 = 0.0001504$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00625 / 100 = 0.0000175$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175	0.0001504
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623	0.0535

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 6013, Неорган. источник

Источник выделения N 6013 01, емкость для хранения масла

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы резервуары+ТРК

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Масла

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), $C_{MAX} = 0.24$ Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 15$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), $COZ = 0.15$ Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 15.028$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), $CVL = 0.15$ Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 0.5$ Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 0.5) / 3600 = 0.00003333$ Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot 15 + 0.15 \cdot 15.028) \cdot 10^{-6} = 0.0000045$ Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), $J = 12.5$ Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (15 + 15.028) \cdot 10^{-6} = 0.0001877$ Валовый выброс, т/год (7.1.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.0000045 + 0.0001877 = 0.0001922$

Максимальная концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин, г/м³ (Прил. 12), $C_{MAX} = 0.39$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), $C_{AMOZ} = 0.25$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), $C_{AMVL} = 0.24$ Производительность одного рукава ТРК (с учетом дискретности работы), м³/час, $VTRK = 0.5$ Количество одновременно работающих рукавов ТРК, отпускающих нефтепродукт, шт., $NN = 2$ Максимальный из разовых выброс при заполнении баков, г/с (7.1.2), $GB = NN \cdot C_{MAX} \cdot VTRK / 3600 = 2 \cdot 0.39 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0001083$ Выбросы при закачке в баки автомобилей, т/год (7.1.7), $MBA = (C_{AMOZ} \cdot Q_{OZ} + C_{AMVL} \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.25 \cdot 15 + 0.24 \cdot 15.028) \cdot 10^{-6} = 0.00000736$ Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 12.5$ Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТРК, т/год (7.1.8), $MPRA = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (15 + 15.028) \cdot 10^{-6} = 0.0001877$ Валовый выброс, т/год (7.1.6), $MTRK = MBA + MPRA = 0.00000736 + 0.0001877 = 0.000195$ Суммарные валовые выбросы из резервуаров и ТРК (7.1.9), $M = MR + MTRK = 0.0001922 + 0.000195 = 0.000387$ Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = 0.0001083$

Наблюдается при закачке в бензобаки автомобилей

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000387 / 100 = 0.000387$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0001083 / 100 = 0.0001083$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001083	0.000387

Источник №6014 – Емкость для сбора и хранения пластовой жидкости

При испытании скважины происходит выброс углеводородов при фонтанировании или вызове притока, поэтому на территории площадки предусмотрена емкость для временного хранения пластового флюида $V=100 \text{ м}^3$.

Объем пластового флюида составит – 3,6 м³/сут.

Расчет выбросов при хранении пластового флюида выполнен по методике [3]

формуле (5.37):

$P_{\text{вал}} = F \cdot q \cdot K_{11}$, кг/час, Продолжительность хранения 1680

где, q – удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения, принимается по табл. (5.9) [3]

K_{11} – коэффициент, принимаемый по таблице 5.5,

F – площадь испарения,

0,02 кг/час* м²

0,15

0,05 м²

Выбросы загрязняющих веществ от емкости для временного хранения пластовой жидкости сведены в таблицу

Код	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ от 1 скв.			
		Макс. разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/скв		
1	2	3	4		
416	Углеводороды C ₆ -C ₁₀	0,00004	0,000432		

Источник № 6015. Сварочный пост

Исходные данные:

Количество агрегатов

2 шт.

Марка электрода

УОНИ 13-45

Расход электрода

250 кг/пер

Максимальный расход

4,0 кг/час

Время работы

1680 ч/пер

Степень очистки воздуха

0 %

Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{B_{\text{год}} \times K_{\text{т}}}{10^6} \times (1 - \eta) \quad \text{т/год;}$$

где: $B_{\text{год}}$ - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;

$K_{\text{т}}$ - удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг;

η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агрегатов.

Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:

$$M_{\text{сек}} = \frac{K_{\text{т}} \times B_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta) \quad \text{г/с;}$$

где: $B_{\text{час}}$ - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;

Используемый материал и его марка	Наименование и количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессе сварки							
	сварочный аэрозоль	в том числе				0342 Фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор)		
		0123 Железо (II) оксид	0143 Марганец и его соединения	2908 Пыль неорганическая-SiO ₂ (20%)	Прочие	Код и наименование	кол-во	301 Азот диоксид
УОНИ 13-45	16,31	10,69	0,92	1,4	344 фториды	3,3	0,75	1,5
Максимально-разовый выброс, г/с	0,01812	0,01188	0,00102	0,00156	0,00367		0,00083	0,00167
								0,01478

Валовый выброс, т/год	0,00408	0,00267	0,00023	0,00035	0,00083	0,00019	0,00038	0,00333
РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах о величинам удельных выбросов), Астана-2004г.								

ИЗА		6016	Ремонтная-мастерская (РМУ)					
ИВ		001	Участок механической обработки металла					
Расчет выполнен по методике [5].								
Наименование оборудования		Коли-чество	Продолжит. работы	Код ЗВ	Наименование ЗВ	q, г/с	Выбросы ЗВ	
			ч/год				г/с	т/год
Ремонтная-мастерская (РМУ)								
Отрезной станок		1	1680,00	2902	Взвеш. вещества	0,2030	0,0406	0,245500
Сверлильный станок		1	1680,00	2902	Взвеш. вещества	0,0011	0,00022	0,001331
Заточной станок		1	1680,00	2902	Взвеш. вещества	0,012	0,0024	0,014500
Д=200 мм				2930	Пыль абразивная	0,008	0,0016	0,009700
Шлифовальный станок		1	1680,00	2902	Взвеш. вещества	0,0200	0,004	0,024200
Д=150 мм				2930	Пыль абразивная	0,0130	0,0026	0,015700
Шлифовальный станок		1	1680,00	2902	Взвеш. вещества	0,0220	0,0044	0,026600
Д=175 мм				2930	Пыль абразивная	0,0140	0,0028	0,016900
Шлифовальный станок		2	1680,00	2902	Взвеш. вещества	0,0260	0,0104	0,062900
Д=300 мм				2930	Пыль абразивная	0,0170	0,0068	0,041100
Фрезерный станок		1	1680,00	2902	Взвеш. вещества	0,0139	0,0028	0,016900
Коэффициент гравитационного оседания:					k =	0,2		
Итого по ИЗА:								
Код ЗВ		Наименование ЗВ				Выбросы ЗВ		
						г/с	т/год	
2902		Взвеш. вещества				0,06482	0,39193	
2930		Пыль абразивная				0,01380	0,08340	

ИЗА	6016	Ремонтная-мастерская (РМУ)						
ИВ	002	Участок пескоструйной обработки						
Расчет выполнен по методикам [8]								
Но-мер ИВ	Наимен. ИВ	Кол. постов	Время работы		Наимен. ЗВ	Уд. выбросы	Выбросы ЗВ	
			ч/сут	ч/год		q, г/с	г/с	т/год
002	Пескоструйный аппарат	1	24	1680	Пыль неорг., 20-70%	0,0720	0,03	0,435456
Коэффициент гравитационного осаждения твердых компонентов:						k =	0,4	
Итого по ИВ:								
Код ЗВ	Наименование ЗВ					Выбросы ЗВ		
						г/с	т/год	
2908	Пыль неорганическая, SiO2: 20-70%					0,0288	0,435456	

ИЗА	6016	Ремонтная-мастерская (РМУ)					
ИВ	003	Сварка пластиковых труб					
Расчет выполнен по методике		[32].					
Расчет выбросов ЗВ							
Номер ИВ	Кол. Стыков	Время работы	Уд. выбросы	Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ	
		ч/год	г/(1 стык)			г/с	т/год
003	3000	1680	0,009	0337	Оксид углерода	0,000005	0,000027
			0,0039	0827	Хлорэтилен	0,000002	0,000012

ИЗА	6016	Ремонтная-мастерская (РМУ)						
ИВ	004-005	Резка металла						
Расчет выполнен по методикам [6]								
Номер ИВ	Наимен. ИВ	Кол. Постов	Время работы	Толщина разрезаемых листов	Наимен. ЗВ	Уд. выбросы	Выбросы ЗВ	
			час/год	мм		г/ч	Макс., г/с	т/год
004	Газовая резка металла	1	1680	10	Марганец и его соед.	1,9	0,0005	0,0032
					Железа оксид	129,1	0,0359	0,2169
					Углерода оксид	63,4	0,0176	0,1065
					Азота диоксид	64,1	0,0178	0,1077
005	Плазменная резка	1	1680	10	Марганец и его соед.	23,7	0,0066	0,0398
					Железа оксид	783,7	0,2177	1,3166
					Углерода оксид	277	0,0769	0,4654
					Азота диоксид	1187	0,3297	1,9942
ИТОГО ПО ИВ								
Код ЗВ	Наименование ЗВ						Выбросы ЗВ	

		г/с	т/год
0123	Железа оксид	0,2536	1,5335
0143	Марганец и его соед.	0,0071	0,043
0301	Азота диоксид	0,3475	2,1019
0337	Углерода оксид	0,0945	0,5719
ИТОГО ПО ИЗА:			
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ	
		г/с	т/год
0123	Железа оксид	0,253600	1,533500
0143	Марганец и его соед.	0,007100	0,043000
0301	Азота диоксид	0,347500	2,101900
0337	Углерода оксид	0,094505	0,571927
0827	Хлорэтилен	0,000002	0,000012
2902	Взвеш. вещества	0,064820	0,391931
2908	Пыль неорганическая, SiO ₂ : 20-70%	0,028800	0,435456
2930	Пыль абразивная	0,013800	0,083400

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

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

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Цех: Испытания 3 объектов

Источник: 0010

Наименование: факел

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(CH ₄)	55.6	32.8688896	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	16.7	18.5043808	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	11.4	18.5241613	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	3	6.42541832	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	5.5	14.6227718	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	6.1	6.29739046	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.7	2.75698762	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): **27.137844**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.798**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.15165$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.15165 * (800 + 273) / 27.137844)^{0.5} = 617.4382641$$

где T_o – температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.283333**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.283333 / (3.141592654 * 0.2^2) = 9.018769498$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.283333 * 0.798 = 226.099734$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.014606755 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 27.1378440) =$$

72.69553175

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	4.52199468
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.5426394
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0881789
0410	Метан (727*)	0.0005	0.113049867
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.452199468

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 226.0997340 * (3.67 * 0.9984000 * 72.6955317 + 2.7569876) - 4.5219947 - 0.1130499 - 0.4521995 = 603.3985122$$

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 $Q_{нг}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 55.6 + 152 * 16.7 + 218 * 11.4 + 283 * 3 + 349 * 5.5 + 56 * 0 = 12545.9$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (27.137844)^{0.5} = 0.25$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.236054623$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.236054623) = 13.7523038$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 13.7523038 = 14.7523038$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12545.9 * (1-0.25) * 0.9984) / (14.7523038 * 0.4) = 2392.017431$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12545.9 * (1-0.25) * 0.9984) / (14.7523038 * 0.4) = 2392.017431$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.283333 * 14.7523038 * (273 + 2392.017431) / 273 = 40.80321788$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_s = 3 + 12 = 15$$

где h_s - 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):

$$D_f = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_f^2 = 1.27 * 40.80321788 / 0.518^2 = 193.125053$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки τ , ч/год: **6480**

Примесь : 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i = 0.0036 * 6480 * 4.52199468 = 105.4890919$$

Примесь : 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i = 0.0036 * 6480 * 0.542639362 = 12.65869103$$

Примесь : 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i = 0.0036 * 6480 * 0.088178896 = 2.057037292$$

Примесь : 0410 Метан (727*)

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i = 0.0036 * 6480 * 0.113049867 = 2.637227297$$

Примесь : 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i = 0.0036 * 6480 * 0.452199468 = 10.54890919$$

Примесь : 0380 Диоксид углерода

Валовый выброс ЗВ P_i , т/год:

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i = 0.0036 * 6480 * 603.3985122 = 14076.08049$$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	4.52199468	105.4890919
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.542639362	12.65869103
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.088178896	2.057037292
0410	Метан (727*)	0.113049867	2.637227297
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.452199468	10.54890919

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0011, Дымовая труба
 Источник выделения N 0011 01, Установка для освоения (испытания) ЯМЗ-6581.10-06
 Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 58.8$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 381.024$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 30 / 3600 = 0.49$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 381.024 \cdot 30 / 10^3 = 11.43$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0196$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 381.024 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.457$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 39 / 3600 = 0.637$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 381.024 \cdot 39 / 10^3 = 14.86$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 10 / 3600 = 0.1637$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 381.024 \cdot 10 / 10^3 = 3.81$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 25 / 3600 = 0.408$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 381.024 \cdot 25 / 10^3 = 9.53$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 12 / 3600 = 0.196$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 381.024 \cdot 12 / 10^3 = 4.57$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0196$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 381.024 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.457$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 58.8 \cdot 5 / 3600 = 0.0817$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 381.024 \cdot 5 / 10^3 = 1.905$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.49	11.43
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.637	14.86
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0817	1.905
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1633	3.81
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.408	9.53
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0196	0.457
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0196	0.457
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.196	4.57

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0012, Дымовая труба
 Источник выделения N 0012 01, Цементировочный агрегат ЦА-320М
 Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 33.43$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 216.626$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.43 \cdot 30 / 3600 = 0.2786$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 216.626 \cdot 30 / 10^3 = 6.5$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.43 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01114$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 216.626 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.26$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.43 \cdot 39 / 3600 = 0.362$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 216.626 \cdot 39 / 10^3 = 8.45$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.43 \cdot 10 / 3600 = 0.0929$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 216.626 \cdot 10 / 10^3 = 2.166$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 33.43 \cdot 25 / 3600 = 0.232$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 216.626 \cdot 25 / 10^3 = 5.42$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.43 \cdot 12 / 3600 = 0.1114$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 216.626 \cdot 12 / 10^3 = 2.6$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.43 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01114$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 216.626 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.26$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.43 \cdot 5 / 3600 = 0.0464$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 216.626 \cdot 5 / 10^3 = 1.083$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2786	6.5
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.362	8.45
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0464	1.083
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0929	2.166
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.232	5.42
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01114	0.26
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01114	0.26
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1114	2.6

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0013, Дымовая труба
 Источник выделения N 0013 01, дизельная электростанция АД-200
 Список литературы:
 1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
 Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 35.39$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 229.327$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 30 / 3600 = 0.295$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 229.327 \cdot 30 / 10^3 = 6.88$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0118$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 229.327 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.275$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 39 / 3600 = 0.3834$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_9 / 10^3 = 229.327 \cdot 39 / 10^3 = 8.94$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 10 / 3600 = 0.0983$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_9 / 10^3 = 229.327 \cdot 10 / 10^3 = 2.293$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 25 / 3600 = 0.246$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_9 / 10^3 = 229.327 \cdot 25 / 10^3 = 5.73$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 12 / 3600 = 0.118$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_9 / 10^3 = 229.327 \cdot 12 / 10^3 = 2.75$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0118$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_9 / 10^3 = 229.327 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.275$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 5 / 3600 = 0.0492$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_9 / 10^3 = 229.327 \cdot 5 / 10^3 = 1.147$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	6.88
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3834	8.94
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	1.147
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	2.293
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	5.73
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0118	0.275
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	0.275
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.118	2.75

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0014, Дымовая труба

Источник выделения N 0014 01, Насосный агрегат KTGJ70-12

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{\text{FJMAX}} = 74.46$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 53.611$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 30 / 3600 = 0.62$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 30 / 10^3 = 1.608$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0248$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0643$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 39 / 3600 = 0.807$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 39 / 10^3 = 2.09$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 10 / 3600 = 0.207$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 10 / 10^3 = 0.536$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 25 / 3600 = 0.517$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 25 / 10^3 = 1.34$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 12 / 3600 = 0.248$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 12 / 10^3 = 0.643$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0248$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0643$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 5 / 3600 = 0.1034$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 5 / 10^3 = 0.268$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.62	1.608
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.807	2.09
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1034	0.268
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.207	0.536
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.517	1.34
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0248	0.0643
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0248	0.0643
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.248	0.643

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0015, Дымовая труба
 Источник выделения N 0015 01, Насосный агрегат KTGJ70-12
 Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 74.46$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 53.611$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 30 / 3600 = 0.62$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 30 / 10^3 = 1.608$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0248$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0643$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 39 / 3600 = 0.807$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 39 / 10^3 = 2.09$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 10 / 3600 = 0.207$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 10 / 10^3 = 0.536$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 25 / 3600 = 0.517$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 25 / 10^3 = 1.34$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 12 / 3600 = 0.248$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 12 / 10^3 = 0.643$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 74.46 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0248$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 53.611 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0643$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 74.46 \cdot 5 / 3600 = 0.1034$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 53.611 \cdot 5 / 10^3 = 0.268$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.62	1.608
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.807	2.09
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1034	0.268
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.207	0.536
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.517	1.34
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0248	0.0643
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0248	0.0643
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.248	0.643

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0016, Дымовая труба
 Источник выделения N 0016 01, Установка смесительная МС-600
 Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 87.78$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 63.202$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 87.78 \cdot 30 / 3600 = 0.732$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.202 \cdot 30 / 10^3 = 1.896$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 87.78 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02926$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.202 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0758$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 87.78 \cdot 39 / 3600 = 0.95$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.202 \cdot 39 / 10^3 = 2.465$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 87.78 \cdot 10 / 3600 = 0.244$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.202 \cdot 10 / 10^3 = 0.632$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 87.78 \cdot 25 / 3600 = 0.61$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 63.202 \cdot 25 / 10^3 = 1.58$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 87.78 \cdot 12 / 3600 = 0.2926$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 63.202 \cdot 12 / 10^3 = 0.758$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 87.78 \cdot 1.2 / 3600 = 0.02926$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 63.202 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0758$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 87.78 \cdot 5 / 3600 = 0.122$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 63.202 \cdot 5 / 10^3 = 0.316$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.732	1.896
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.95	2.465
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.122	0.316
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.244	0.632
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.61	1.58
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.02926	0.0758
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.02926	0.0758
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2926	0.758

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0017, Дымовая труба
 Источник выделения N 0017 01, УНЦ-200х50

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 36.78$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 26.482$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 36.78 \cdot 30 / 3600 = 0.3065$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 26.482 \cdot 30 / 10^3 = 0.794$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 36.78 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01226$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 26.482 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0318$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_3 / 3600 = 36.78 \cdot 39 / 3600 = 0.3985$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_3 / 10^3 = 26.482 \cdot 39 / 10^3 = 1.033$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_3 / 3600 = 36.78 \cdot 10 / 3600 = 0.1022$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_3 / 10^3 = 26.482 \cdot 10 / 10^3 = 0.265$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_3 / 3600 = 36.78 \cdot 25 / 3600 = 0.2554$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_3 / 10^3 = 26.482 \cdot 25 / 10^3 = 0.662$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_3 / 3600 = 36.78 \cdot 12 / 3600 = 0.1226$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_3 / 10^3 = 26.482 \cdot 12 / 10^3 = 0.318$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_3 / 3600 = 36.78 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01226$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_3 / 10^3 = 26.482 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0318$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G_{\text{FJMAX}} \cdot E_3 / 3600 = 36.78 \cdot 5 / 3600 = 0.0511$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{FGGO}} \cdot E_3 / 10^3 = 26.482 \cdot 5 / 10^3 = 0.1324$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3065	0.794
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3985	1.033
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0511	0.1324
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1022	0.265
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2554	0.662
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01226	0.0318
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01226	0.0318
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1226	0.318

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0018, Дымовая труба

Источник выделения N 0018 01, Цементировочный агрегат ЦА-320М

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{\text{FJMAX}} = 33.29$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{\text{FGGO}} = 23.969$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 30 / 3600 = 0.2774$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 23.969 \cdot 30 / 10^3 = 0.719$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0111$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 23.969 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.02876$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 39 / 3600 = 0.361$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 23.969 \cdot 39 / 10^3 = 0.935$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 10 / 3600 = 0.0925$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 23.969 \cdot 10 / 10^3 = 0.2397$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 25 / 3600 = 0.231$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 23.969 \cdot 25 / 10^3 = 0.599$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 12 / 3600 = 0.111$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 23.969 \cdot 12 / 10^3 = 0.2876$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0111$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 23.969 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.02876$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 5 / 3600 = 0.0462$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 23.969 \cdot 5 / 10^3 = 0.1198$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2774	0.719
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.361	0.935
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0462	0.1198
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0925	0.2397
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.231	0.599
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0111	0.02876
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0111	0.02876
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.111	0.2876

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 0019, Дымовая труба

Источник выделения N 0019 01, емкости для нефти

Список литературы:

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Расчет по п. 4

Вид выброса, **$IV =$ Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **$NPNAME =$ Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **$TMIN = 20$**

Коэффициент Kt (Прил.7), **$KT = 0.57$**

$KTMIN = 0.57$

Максимальная температура смеси, гр.С, **$TMAX = 90$**

Коэффициент Kt (Прил.7), **$KT = 1.08$**

$KTMAX = 1.08$

Режим эксплуатации, **$NAME =$ "мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, **$NAME =$ Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **$VI = 100$**

Количество резервуаров данного типа, **$NR = 3$**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **$KNR = 1$**

Категория веществ, **$NAME = A$ - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), **$KPSR = 0.63$**

Значение $Kpmax$ (Прил.8), **$KPM = 0.9$**

Коэффициент, **$KPSR = 0.63$**

Коэффициент, **$KPMAX = 0.9$**

Общий объем резервуаров, м³, **$V = 300$**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, **$B = 29302.56$**

Плотность смеси, т/м³, **$RO = 0.798$**

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), **$NN = B / (RO \cdot V) = 29302.56 / (0.798 \cdot 300) = 122.4$**

Коэффициент (Прил. 10), **$KOB = 1.35$**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, **$VCMAX = 25$**

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., **$PL = 60$**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **$TKIP = 40$**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **$MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 40 + 45 = 69$**

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, **$MRL = 69$**

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., **$PZ = 80$**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **$TKIP = 40$**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **$MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 40 + 45 = 69$**

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, **$MRZ = 69$**

Коэффициент, **$KB = 1$**

$M = (PL \cdot KTMAX \cdot KB \cdot MRL) + (PZ \cdot KTMIN \cdot MRZ) = (60 \cdot 1.08 \cdot 1 \cdot 69) + (80 \cdot 0.57 \cdot 69) = 7617.6$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), **$M = M \cdot 0.294 \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 7617.6 \cdot 0.294 \cdot 0.63 \cdot 1.35 \cdot 29302.56 / (10^7 \cdot 0.798) = 7$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), **$G = 0.163 \cdot PL \cdot MRL \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX / 10^4 = 0.163 \cdot 60 \cdot 69 \cdot 1.08 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 25 / 10^4 = 1.64$**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **$CI = 72.46$**

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 7 / 100 = 5.07$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 1.64 / 100 = 1.188$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 7 / 100 = 1.876$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 1.64 / 100 = 0.4395$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 7 / 100 = 0.0245$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 1.64 / 100 = 0.00574$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 7 / 100 = 0.0154$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 1.64 / 100 = 0.00361$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 7 / 100 = 0.0077$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 1.64 / 100 = 0.001804$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 7 / 100 = 0.0042$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 1.64 / 100 = 0.000984$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000984	0.0042
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.188	5.07
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.4395	1.876
0602	Бензол (64)	0.00574	0.0245
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.001804	0.0077
0621	Метилбензол (349)	0.00361	0.0154

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 6017, Неорганич. источник

Источник выделения N 6017 01, скважина (ЗРА и ФС)

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 15$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 15 = 0.00692$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00692 / 3.6 = 0.001922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001922 \cdot 63.39 / 100 = 0.001218$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001218 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0284$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001922 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002714$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002714 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00633$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001922 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000734$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000734 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001712$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001922 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000509$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000509 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001187$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001922 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000515$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000515 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001201$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 30$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 30 = 0.0001728$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001728 / 3.6 = 0.000048$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000048 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000304$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000304 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000709$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000048 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000678$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001582$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000048 \cdot 3.82 / 100 = 0.000001834$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001834 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000428$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000048 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001272$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001272 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000297$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000048 \cdot 2.68 / 100 = 0.000001286$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001286 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003$

Наименование оборудования: Насосы с сальниковыми уплотнениями (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.000288 \cdot 10 = 0.000844$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000844 / 3.6 = 0.0002344$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0002344 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001486$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001486 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00347$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0002344 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000331$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000331 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000772$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0002344 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000895$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000895 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002088$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0002344 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000621$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000621 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000145$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0002344 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000628$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000628 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001465$

Наименование оборудования: Центробежные компрессоры (газовые потоки)

Наименование технологического потока: Очищенный нефтяной газ

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.000288 \cdot 3 = 0.000253$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000253 / 3.6 = 0.0000703$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 66.13$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0000703 \cdot 66.13 / 100 = 0.0000465$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000465 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001085$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0000703 \cdot 23.11 / 100 = 0.00001625$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001625 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000379$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.36$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0000703 \cdot 3.36 / 100 = 0.00000236$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000236 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000055$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0000703 \cdot 2.3 / 100 = 0.000001617$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001617 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000377$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.15$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0000703 \cdot 0.15 / 100 = 0.0000001055$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001055 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000246$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Очищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 10 = 0.0474$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0474 / 3.6 = 0.01317$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 66.13$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01317 \cdot 66.13 / 100 = 0.00871$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00871 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.203$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01317 \cdot 23.11 / 100 = 0.003044$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.003044 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.071$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.36$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01317 \cdot 3.36 / 100 = 0.0004425$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0004425 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01032$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01317 \cdot 2.3 / 100 = 0.000303$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000303 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00707$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.15$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01317 \cdot 0.15 / 100 = 0.00001976$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001976 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000461$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)
 Наименование технологического потока: Очищенный нефтяной газ
 Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.08802$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.25$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 8 = 0.176$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.176 / 3.6 = 0.0489$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 66.13$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0489 \cdot 66.13 / 100 = 0.03234$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.03234 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.754$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.11$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0489 \cdot 23.11 / 100 = 0.0113$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0113 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2636$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.36$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0489 \cdot 3.36 / 100 = 0.001643$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001643 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0383$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0489 \cdot 2.3 / 100 = 0.001125$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001125 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02624$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.15$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0489 \cdot 0.15 / 100 = 0.0000734$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000734 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001712$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
 Наименование технологического потока: Очищенный нефтяной газ
 Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 30$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 30 = 0.000594$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000594 / 3.6 = 0.000165$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 66.13$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000165 \cdot 66.13 / 100 = 0.0001091$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001091 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.002545$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.11$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000165 \cdot 23.11 / 100 = 0.0000381$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000381 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000889$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.36$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000165 \cdot 3.36 / 100 = 0.00000554$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000554 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001292$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000165 \cdot 2.3 / 100 = 0.000003795$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003795 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000885$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.15$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000165 \cdot 0.15 / 100 = 0.0000002475$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002475 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000577$

Наименование оборудования: Насосы с сальниковыми уплотнениями (легкие и сжиженные углеводороды)

Наименование технологического потока: Очищенный нефтяной газ

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.000464$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000464 / 3.6 = 0.000129$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 66.13$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000129 \cdot 66.13 / 100 = 0.0000853$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000853 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00199$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000129 \cdot 23.11 / 100 = 0.0000298$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000298 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000695$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.36$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000129 \cdot 3.36 / 100 = 0.000004334$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000004334 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001011$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000129 \cdot 2.3 / 100 = 0.000002967$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002967 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000692$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.15$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000129 \cdot 0.15 / 100 = 0.0000001935$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001935 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000451$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	15	6480

Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	30	6480
Насосы с сальниковыми уплотнениями (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	10	6480
Центробежные компрессоры (газовые потоки)	Очищенный нефтяной газ	3	6480
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Очищенный нефтяной газ	10	6480
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Очищенный нефтяной газ	8	6480
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Очищенный нефтяной газ	30	6480
Насосы с сальниковыми уплотнениями (легкие и сжиженные углеводороды)	Очищенный нефтяной газ	4	6480

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000734	0.00356324
0405	Пентан (450)	0.001125	0.0348671
0410	Метан (727*)	0.0113	0.3438232
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.001643	0.0508689
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03234	0.995199

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 6018, Неорган. источник

Источник выделения N 6018 01, нефтегазосепаратор

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$ Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 63.39 / 100 = 0.00501$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00501 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1169$ Примесь: 0410 Метан (727*)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.12 / 100 = 0.001115$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001115 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.026$ Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 3.82 / 100 = 0.000302$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000302 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00705$ Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 2.65 / 100 = 0.0002094$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002094 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00488$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002117$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002117 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00494$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 2 = 0.0000396$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000396 / 3.6 = 0.000011$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000011 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000697$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000697 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001626$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000011 \cdot 14.12 / 100 = 0.000001553$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001553 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000362$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000011 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000042$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000042 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000098$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000011 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000002915$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002915 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000068$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000011 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000295$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000295 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000688$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 4 = 0.088$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.088 / 3.6 = 0.02444$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 63.39 / 100 = 0.0155$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0155 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.3616$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 14.12 / 100 = 0.00345$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00345 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0805$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 3.82 / 100 = 0.000934$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000934 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0218$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 2.65 / 100 = 0.000648$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000648 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01512$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 2.68 / 100 = 0.000655$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000655 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01528$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/з</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	6	6480
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	2	6480
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	4	6480

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000655	0.02022688
0405	Пентан (450)	0.000648	0.0200068
0410	Метан (727*)	0.00345	0.1065362
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000934	0.0288598
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0155	0.4786626

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 6019, Неорг. источник
 Источник выделения N 6019 01, насос для подачи ГСМ к дизелям
 Список литературы:
 Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
 Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо
 Наименование оборудования: Насос центробежный с одним сальниковым уплотнением вала
 Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 6480$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 5$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 2$

$GNV = 2$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.07$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.07 \cdot 2 / 3.6 = 0.0389$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.07 \cdot 5 \cdot 6480) / 1000 = 2.27$

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), $CI = 99.72$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0389 / 100 = 0.0388$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 2.27 / 100 = 2.264$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0389 / 100 = 0.000109$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 2.27 / 100 = 0.00636$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000109	0.00636
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0388	2.264

Источник № 6020 Пункт налива нефти

Автоматизированные нефтеналивные стояки предназначены для налива нефти в автоцистерны (АСН 5М2 «Дельта») в количестве 1 шт.

Количество выбросов загрязняющих веществ (кг/ч) при наливке нефтепродуктов в автоцистерны определяется по формуле:

$$M = 2,52 \cdot V_{ж} \cdot P_{s(38)} \cdot M_{п} \cdot (K_{5x} + K_{5t}) \cdot K_8 \cdot (1 - \eta) \cdot 10^{-9}, \quad \text{где}$$

$V_{ж}$ - годовой объем наливаемой жидкости (м³/год)

K_8 - коэффициент, зависящий от давления насыщенных паров и климатической зоны (значение K_8 при наливке в нижнюю часть цистерны принимается по таблице 4.1)

$P_{s(38)}$ - давление насыщенных паров жидкости при температуре 38°C

$M_{п}$ - молекулярная масса паров жидкости

K_{5x} , K_{5t} - коэффициенты, принимаются по таблицам приложения 1

η - коэффициент эффективности газоулавливающего устройства резервуара

Исходные данные:

$V_{ж}$	36720	время работы	10800	ч/год
P	0,7980	коэффициент	0,025720165	
$m_{ж}$	29302,56			
$P_{s(38)}$	239			
$M_{п}$	120			
K_{5x}	0,323			
K_{5t}	0,633			
K_8	0,51			
η	0,8			

Потери от испарения для нефти составят:		0,258785789	кг/ч
Максимально – разовый выброс составит:	П _{м.р.}	0,071884941	г/с
Валовый выброс составит:	П _{вал.}	2,794886525	т/год

Значение массовых долей общей серы, сероводорода и меркаптановой серы принимаются по данным результата анализа нефти.

Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,268	%
Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,7246	%

Значение массового содержания в парах нефти их выбросы можно рассчитать по формуле:

$$Pi = P_{вал} \cdot C_i \cdot 10^{-2} \quad \text{где}$$

С – массовая концентрация –го компонента в парах нефтепродуктов (% по массе) принимается по результатам анализа компонентного состава нефти.				
Выбросы (C₆-C₁₀)	0,74903	т/год	0,019265	г/с
Выбросы (C₁-C₅)	2,025175	т/год	0,052088	г/с

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 6021, Неорганический источник
Источник выделения N 6021 01, емкость для хранения дизельного топлива
Список литературы:
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы резервуары+ТРК

Климатическая зона: третья – южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), **C_{MAX} = 2.25**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, **Q_{OZ} = 500**

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, **Q_{VL} = 547.852**

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 = 10**

Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), **GR = (C_{MAX} · VSL) / 3600 = (2.25 · 10) / 3600 = 0.00625**

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), **MZAK = (COZ · Q_{OZ} + CVL · Q_{VL}) · 10⁻⁶ = (1.19 · 500 + 1.6 · 547.852) · 10⁻⁶ = 0.001472**

Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), **J = 50**

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), **MPRR = 0.5 · J · (Q_{OZ} + Q_{VL}) · 10⁻⁶ = 0.5 · 50 · (500 + 547.852) · 10⁻⁶ = 0.0262**

Валовый выброс, т/год (7.1.3), **MR = MZAK + MPRR = 0.001472 + 0.0262 = 0.02767**

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 = 2.5**

Количество одновременно работающих рукавов ТРК, отпускающих нефтепродукт, шт., **NN = 2**

Максимальный из разовых выброс при заполнении баков, г/с (7.1.2), **GB = NN · C_{MAX} · VTRK / 3600 = 2 · 3.92 · 2.5 / 3600 = 0.00544**

Выбросы при закачке в баки автомобилей, т/год (7.1.7), **MBA = (C_{AMOZ} · Q_{OZ} + C_{AMVL} · Q_{VL}) · 10⁻⁶ = (1.98 · 500 + 2.66 · 547.852) · 10⁻⁶ = 0.002447**

Удельный выброс при проливах, г/м³, **J = 50**

Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТРК, т/год (7.1.8), **MPRA = 0.5 · J · (Q_{OZ} + Q_{VL}) · 10⁻⁶ = 0.5 · 50 · (500 + 547.852) · 10⁻⁶ = 0.0262**

Валовый выброс, т/год (7.1.6), **MTRK = MBA + MPRA = 0.002447 + 0.0262 = 0.02865**

Суммарные валовые выбросы из резервуаров и ТРК (7.1.9), **M = MR + MTRK = 0.02767 + 0.02865 = 0.0563**

Максимальный из разовых выброс, г/с, **G = 0.00625**

Наблюдается при закачке в резервуары

Примесь: 2754 Алканы C12-C19 /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 (4.2.5), **$\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0563 / 100 = 0.0561$** Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **$\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00625 / 100 = 0.00623$** **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **$CI = 0.28$** Валовый выброс, т/год (4.2.5), **$\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0563 / 100 = 0.0001576$** Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **$\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00625 / 100 = 0.0000175$**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175	0.0001576
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623	0.0561

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 2 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_оценоч. скв

Источник загрязнения N 6022, Неорган. источник

Источник выделения N 6022 01, емкость для хранения масла

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы резервуары+ТРК

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Масла

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), **$C_{MAX} = 0.24$** Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, **$Q_{OZ} = 15$**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), **$COZ = 0.15$** Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, **$Q_{VL} =$** **16.436**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), **$CVL = 0.15$** Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, **$VSL = 2$** Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), **$GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 2) / 3600 =$** **0.0001333**Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), **$MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot$** **$15 + 0.15 \cdot 16.436) \cdot 10^{-6} = 0.00000472$** Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), **$J = 12.5$** Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), **$MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5$** **$\cdot 12.5 \cdot (15 + 16.436) \cdot 10^{-6} = 0.0001965$** Валовый выброс, т/год (7.1.3), **$MR = MZAK + MPRR = 0.00000472 + 0.0001965 = 0.0002012$**

Максимальная концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин, г/м³ (Прил. 12), **$C_{MAX} = 0.39$**

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), **$C_{AMoz} = 0.25$**

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), **$C_{AMVL} = 0.24$** Производительность одного рукава ТРК (с учетом дискретности работы), м³/час, **$V_{TRK} = 0.5$** Количество одновременно работающих рукавов ТРК, отпускающих нефтепродукт, шт., **$NN = 2$** Максимальный из разовых выброс при заполнении баков, г/с (7.1.2), **$GB = NN \cdot C_{MAX} \cdot V_{TRK} / 3600 = 2 \cdot 0.39 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0001083$** Выбросы при закачке в баки автомобилей, т/год (7.1.7), **$MBA = (C_{AMoz} \cdot Q_{OZ} + C_{AMVL} \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.25 \cdot 15 + 0.24 \cdot 16.436) \cdot 10^{-6} = 0.0000077$** Удельный выброс при проливах, г/м³, **$J = 12.5$**

Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТРК, т/год (7.1.8), $MPRA = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (15 + 16.436) \cdot 10^{-6} = 0.0001965$

Валовый выброс, т/год (7.1.6), $MTRK = MBA + MPRA = 0.0000077 + 0.0001965 = 0.000204$

Суммарные валовые выбросы из резервуаров и ТРК (7.1.9), $M = MR + MTRK = 0.0002012 + 0.000204 = 0.000405$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = 0.0001333$

Наблюдается при закачке в резервуары

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000405 / 100 = 0.000405$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0001333 / 100 = 0.0001333$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001333	0.000405

Источник №6021 Узел разгрузки цемента			
Расчет выбросов пыли цемента, образуемой при пересыпке в смесительный аппарат			
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество поступающего материала за год	49,60	т/год
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,02296	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	50,0	м ²
1.4.	B - Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,50	(таблица 7)
1.5.	T - Время работы	2160	ч/год
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = \frac{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot G \cdot 10^6 \cdot B}{0,0000000000,3600} + K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot q \cdot F$	0,00155	г/сек
	q - Объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	K ₁ - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица 1)
	K ₂ - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица 1)
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,4	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₆ - коэфф., учит-щий профиль поверхности складированного мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,5	(таблица 5)
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	$Q \cdot T \cdot 3600 / 10^6$, т/год (Выбросы ВВ пыль цементная)	0,012	т/год
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.			
Расчет выбросов неорганической пыли цемента, образуемой при хранении			
№ пп	Наименование	Количество	Ед.изм.
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество поступающего материала за год	49,6	т/год
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,02296	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	50	м ²
1.4.	T - Время работы	2160	ч/год
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot q \cdot F$	0,000609	г/сек
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,4	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₆ - коэфф., учит-щий профиль поверхности складированного мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,5	(таблица 5)
	q - объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	F - поверхность пыления в плане, м ²	20	
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	$M = Q \cdot T \cdot 3600 / 10^6$, (Выбросы ВВ пыль неорганическая)	0,004735584	т/год

<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников</i> <i>Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.</i>

**НА ПЕРИОД РЕГЛАМЕНТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЕСЖАН
(НА ГОД МАКС. ДОБЫЧИ)**

ИЗА	0101, 0102	Печь подогрева ПП-0,63				
ИБ	001	Подогреватель нефти				
Расчет выполнен по методике [2].						
Исходные данные						
Количество ИВ	Тепловая мощность, кВт	Тип топлива	Расход топлива В		Время работы	
			м3/час	тыс.м3/год	ч/год	ч/сут
1	733	газ	100,0	876,00	8760	24
Характеристика топлива			Параметры, зависящие от типа топки и топлива			
A ^r , %	S ^r , %	Q ^r , МДж/м3	q ₄ , %	x (в долях)	K _{CO} , кг/ГДж	K _{NO2} , кг/ГДж
0	0,005	38,0031	0	-	0,25	0,104
Коэффициенты, характеризующие мероприятия по снижению выбросов						
β	η	η'	η''			
0	0	0	0			
Расчет эмиссий на 1 источник						
Код вещества	Наименование ЗВ	Расчетная формула	Выбросы ЗВ			
			Макс., г/с	Валовые, т/год		
	Азота оксиды	$P_{NOx} = 0,001B \ Q^r \ K_{NO2} \ (1 - \beta)$	0,1098	3,4622		
0301	Азота диоксид	$\Pi = 0.8 \ P_{NOx}$	0,0878	2,7698		
0304	Азота оксид	$\Pi = 0.13 \ P_{NOx}$	0,0143	0,4501		
0330	Серы диоксид	$\Pi_{so2} = 10^{-2} \cdot B \cdot [2S^r + 1.88[H2S]]$	0,0032	0,1023		
0337	Углерода оксид	$\Pi = 0,001 \ B \ Q^r \ K_{CO} \ (1 - q_4/100)$	0,2639	8,3227		
0410	Метан	$\Pi = 0,001 \ B \ 1,5 \ NN$	0,1500	1,3140		
	ИТОГО		0,5192	12,9589		

ИЗА	0103, 0104	Газотурбинная электростанция ПАЭС			
ИБ	001	Газотурбинная электростанция ПАЭС			
Расчет выполнен по методике [10]					
Исходные данные					
Количество установок	шт.		1		
Топливо			топливный газ		
Плотность топлива	кг/м3		1,095		
Расход топлива	м3/ч		824,9		
	тыс.м3		7226,29		
Время работы	час/год		8760		
Коэффициент избытка воздуха:	α		3,5		
Измеренная концентрация кислорода в месте отбора пробы дымовых газов, %:	O ₂		15,0		
V° - теоретический объем воздуха необходимый при сжигании 1 м3	м3/м3		0,175		
V° _{H2O} - объем водяных паров при при сжигании 1 м3 газа	м3/м3		2,056		
V° _г - Объем дымовых газов, м3/м3	м3/м3		36,36		
V _{сг} - объем сухих дымовых газов за турбиной	м3/м3		34,7		
Расчет эмиссий					
КОД ЗВ	Наименование ЗВ	Концентрации ЗВ, мг/м3 в дымовых газах		Выбросы ЗВ	
		максимальная	средняя	г/с	т/год
	Азота оксиды	60,0	30,0	0,4775	7,5226
0301	Азота диоксид	0.8NO _x		0,3820	6,0181
0304	Азота оксид	0.13NO _x		0,0621	0,9779
0330	Серы диоксид	25,0	12,5	0,1989	3,1344
0337	Углерода оксид	210,0	105,0	1,6711	26,329
0410	Метан	12,0	6,0	0,0955	1,5045
КОД ЗВ	Наименование ЗВ			Выбросы ЗВ	
				г/с	т/год
0301	Азота диоксид			0,3820	6,0181
0304	Азота оксид			0,0621	0,9779
0330	Серы диоксид			0,1989	3,1344
0337	Углерода оксид			1,6711	26,329
0410	Метан			0,0955	1,5045
ВСЕГО:				2,4096	37,9639

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 0105-0108

Источник выделения N 0105 03, Накопительные емкости для нефти

Список литературы:

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.

Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Расчет по п. 4

Вид выброса, $VV = \text{Выбросы паров нефти и бензинов}$ Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$ Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 20$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.57$ $KTMIN = 0.57$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 90$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.08$ $KTMAX = 1.08$ Режим эксплуатации, $_NAME_ = \text{"мерник", ССВ - отсутствуют}$ Конструкция резервуаров, $_NAME_ = \text{Наземный вертикальный}$ Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 100$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 4$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$ Категория веществ, $_NAME_ = \text{А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха}$ Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.63$ Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.9$ Коэффициент, $KPSR = 0.63$ Коэффициент, $KPMAX = 0.9$ Общий объем резервуаров, м³, $V = 400$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, $B = 45012.71$ Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.798$ Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 45012.71 / (0.798 \cdot 400) = 141$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 25$

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., $PL = 60$ Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 40$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 40 + 45 = 69$ Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, $MRL = 69$

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., $PZ = 80$ Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 40$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 40 + 45 = 69$ Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, $MRZ = 69$ Коэффициент, $KB = 1$ $M = (PL \cdot KTMAX \cdot KB \cdot MRL) + (PZ \cdot KTMIN \cdot MRZ) = (60 \cdot 1.08 \cdot 1 \cdot 69) + (80 \cdot 0.57 \cdot 69) = 7617.6$ Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), $M = M \cdot 0.294 \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 7617.6 \cdot 0.294 \cdot 0.63 \cdot 1.35 \cdot 45012.71 / (10^7 \cdot 0.798) = 10.74$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), $G = 0.163 \cdot PL \cdot MRL \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX / 10^4 = 0.163 \cdot 60 \cdot 69 \cdot 1.08 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 25 / 10^4 = 1.64$ Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 10.74 / 100 = 7.78$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 1.64 / 100 = 1.188$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 10.74 / 100 = 2.88$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 1.64 / 100 = 0.4395$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 10.74 / 100 = 0.0376$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 1.64 / 100 = 0.00574$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 10.74 / 100 = 0.02363$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 1.64 / 100 = 0.00361$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 10.74 / 100 = 0.01181$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 1.64 / 100 = 0.001804$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 10.74 / 100 = 0.00644$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 1.64 / 100 = 0.000984$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000984	0.00644
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.188	7.78
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.4395	2.88
0602	Бензол (64)	0.00574	0.0376
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.001804	0.01181
0621	Метилбензол (349)	0.00361	0.02363

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 0109

Источник выделения N 0109 04, ДЭС типа А-41

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 17.25$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 151.11$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_3 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FMAX} \cdot E_3 / 3600 = 17.25 \cdot 30 / 3600 = 0.1438$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_3 / 10^3 = 151.11 \cdot 30 / 10^3 = 4.53$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.25 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00575$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 151.11 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1813$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.25 \cdot 39 / 3600 = 0.187$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 151.11 \cdot 39 / 10^3 = 5.89$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.25 \cdot 10 / 3600 = 0.0479$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 151.11 \cdot 10 / 10^3 = 1.51$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.25 \cdot 25 / 3600 = 0.1198$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 151.11 \cdot 25 / 10^3 = 3.78$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.25 \cdot 12 / 3600 = 0.0575$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 151.11 \cdot 12 / 10^3 = 1.813$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.25 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00575$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 151.11 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1813$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 17.25 \cdot 5 / 3600 = 0.02396$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 10^3 = 151.11 \cdot 5 / 10^3 = 0.756$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1438	4.53
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.187	5.89
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02396	0.756
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0479	1.51
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1198	3.78
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.00575	0.1813
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00575	0.1813
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0575	1.813

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 0110

Источник выделения N 0110 05, Емкость V-1,0 м3 для дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы резервуары+ТРК

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3 (Прил. 15), $C_{MAX} = 2.25$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, $Q_{OZ} = 250$

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, $Q_{VL} = 248.373$

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, $VSL = 50$

Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 50) / 3600 = 0.03125$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 250 + 1.6 \cdot 248.373) \cdot 10^{-6} = 0.000695$

Удельный выброс при проливах, г/м3 (с. 20), $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (250 + 248.373) \cdot 10^{-6} = 0.01246$

Валовый выброс, т/год (7.1.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.000695 + 0.01246 = 0.01316$

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, $V_{TRK} = 2.5$

Количество одновременно работающих рукавов ТРК, отпускающих нефтепродукт, шт., $NN = 2$

Максимальный из разовых выброс при заполнении баков, г/с (7.1.2), $GB = NN \cdot C_{MAX} \cdot V_{TRK} / 3600 = 2 \cdot 3.92 \cdot 2.5 / 3600 = 0.00544$

Выбросы при закачке в баки автомобилей, т/год (7.1.7), $MBA = (C_{AMOZ} \cdot Q_{OZ} + C_{AMVL} \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.98 \cdot 250 + 2.66 \cdot 248.373) \cdot 10^{-6} = 0.001156$

Удельный выброс при проливах, г/м3, $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТРК, т/год (7.1.8), $MPRA = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (250 + 248.373) \cdot 10^{-6} = 0.01246$

Валовый выброс, т/год (7.1.6), $MTRK = MBA + MPRA = 0.001156 + 0.01246 = 0.01362$

Суммарные валовые выбросы из резервуаров и ТРК (7.1.9), $M = MR + MTRK = 0.01316 + 0.01362 = 0.0268$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = 0.03125$

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 (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0268 / 100 = 0.0267$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.03125 / 100 = 0.03116$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0268 / 100 = 0.000075$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.03125 / 100 = 0.0000875$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000875	0.000075
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.03116	0.0267

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл"_ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 0111

Источник выделения N 0111 06, Емкость для масла

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы резервуары+ТРК

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Масла

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), **$C_{MAX} = 0.24$**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, **$Q_{OZ} = 7$**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), **$COZ = 0.15$**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, **$Q_{VL} = 7.951$**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), **$CVL = 0.15$**

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, **$VSL = 5$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), **$GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 5) / 3600 = 0.000333$**

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), **$MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.15 \cdot 7 + 0.15 \cdot 7.951) \cdot 10^{-6} = 0.000002243$**

Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), **$J = 12.5$**

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), **$MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (7 + 7.951) \cdot 10^{-6} = 0.0000934$**

Валовый выброс, т/год (7.1.3), **$MR = MZAK + MPRR = 0.000002243 + 0.0000934 = 0.0000956$**

Максимальная концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин, г/м³ (Прил. 12), **$C_{MAX} = 0.39$**

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), **$C_{AMOZ} = 0.25$**

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), **$C_{AMVL} = 0.24$**

Производительность одного рукава ТРК (с учетом дискретности работы), м³/час, **$VTRK = 0.5$**

Количество одновременно работающих рукавов ТРК, отпускающих нефтепродукт, шт., **$NN = 2$**

Максимальный из разовых выброс при заполнении баков, г/с (7.1.2), **$GB = NN \cdot C_{MAX} \cdot VTRK / 3600 = 2 \cdot 0.39 \cdot 0.5 / 3600 = 0.0001083$**

Выбросы при закачке в баки автомобилей, т/год (7.1.7), **$MBA = (C_{AMOZ} \cdot Q_{OZ} + C_{AMVL} \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (0.25 \cdot 7 + 0.24 \cdot 7.951) \cdot 10^{-6} = 0.00000366$**

Удельный выброс при проливах, г/м³, **$J = 12.5$**

Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТРК, т/год (7.1.8), **$MPRA = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (7 + 7.951) \cdot 10^{-6} = 0.0000934$**

Валовый выброс, т/год (7.1.6), **$MTRK = MBA + MPRA = 0.00000366 + 0.0000934 = 0.000097$**

Суммарные валовые выбросы из резервуаров и ТРК (7.1.9), **$M = MR + MTRK = 0.0000956 + 0.000097 = 0.0001926$**

Максимальный из разовых выброс, г/с, **$G = 0.000333$**

Наблюдается при закачке в резервуары

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **$CI = 100$**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **$M_{\text{Г}} = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0001926 / 100 = 0.0001926$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.000333 / 100 = 0.000333$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.000333	0.0001926

ИЗА	0112-0115	Свечи продувочные		
ИВ	001	Свечи продувочные		
Расчет выполнен по методике [29].				
Параметры продувки		ед.измерения	Значения	
Т - Время 1 стравливания газа, (продолжительность 1 операции)		сек	14400	
Периодичность стравливания		раз/год	3	
V -расход газа удаленного в процессе 1 стравливания		нм3	160	
V ^{сек} - объем продувочного газа		нм3/сек	0,011	
ρ - плотность газа		кг/нм3	0,841	
N - общее количество продувочных свечей		шт	4	
Наименование потока		Валовые выбросы		
		т/год		
Топливный газ		9,3462	1,61500	
Идентификация вредных веществ в потоке				
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Состав потока	Выбросы, всего	
		мас. %	г/с	т/год
0415	Углеводороды C1-C5	98,20	9,1780173	1,5859300
	ИТОГО		9,17802	1,58593

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 0112

Источник выделения N 0112 08, Цементировочный агрегат ЦА-320

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 33.29$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 71.91$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 30 / 3600 = 0.2774$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 30 / 10^3 = 2.157$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0111$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0863$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 39 / 3600 = 0.361$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 39 / 10^3 = 2.804$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 10 / 3600 = 0.0925$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 10 / 10^3 = 0.719$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 25 / 3600 = 0.231$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 25 / 10^3 = 1.798$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 12 / 3600 = 0.111$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 12 / 10^3 = 0.863$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0111$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0863$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 5 / 3600 = 0.0462$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 5 / 10^3 = 0.3596$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2774	2.157
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.361	2.804
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0462	0.3596
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0925	0.719
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.231	1.798
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акриальдегид) (474)	0.0111	0.0863
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0111	0.0863
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.111	0.863

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 0117

Источник выделения N 0117 09, Установка для ремонта скважин (КРС)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 58.80$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 127.01$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 58.8 \cdot 30 / 3600 = 0.49$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 127.01 \cdot 30 / 10^3 = 3.81$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 58.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0196$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 127.01 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1524$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 39 / 3600 = 0.637$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 127.01 \cdot 39 / 10^3 = 4.95$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 10 / 3600 = 0.1633$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 127.01 \cdot 10 / 10^3 = 1.27$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 25 / 3600 = 0.408$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 127.01 \cdot 25 / 10^3 = 3.175$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 12 / 3600 = 0.196$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 127.01 \cdot 12 / 10^3 = 1.524$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0196$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 127.01 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1524$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 58.8 \cdot 5 / 3600 = 0.0817$
 Валовый выброс, т/год, $M_{FJ} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 127.01 \cdot 5 / 10^3 = 0.635$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.49	3.81
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.637	4.95
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0817	0.635
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1633	1.27
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.408	3.175
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0196	0.1524
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0196	0.1524
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.196	1.524

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 0118

Источник выделения N 0118 10, Котельные

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 35.39$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 76.44$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 30 / 3600 = 0.295$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_9 / 10^3 = 76.44 \cdot 30 / 10^3 = 2.293$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0118$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_9 / 10^3 = 76.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0917$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 39 / 3600 = 0.3834$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_9 / 10^3 = 76.44 \cdot 39 / 10^3 = 2.98$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 10 / 3600 = 0.0983$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_9 / 10^3 = 76.44 \cdot 10 / 10^3 = 0.764$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 25 / 3600 = 0.246$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_9 / 10^3 = 76.44 \cdot 25 / 10^3 = 1.91$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 12 / 3600 = 0.118$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_9 / 10^3 = 76.44 \cdot 12 / 10^3 = 0.917$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0118$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_9 / 10^3 = 76.44 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0917$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 35.39 \cdot 5 / 3600 = 0.0492$

Валовый выброс, т/год, $M_{FJMAX} \cdot E_9 / 10^3 = 76.44 \cdot 5 / 10^3 = 0.382$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	2.293
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3834	2.98
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	0.382
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	0.764
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	1.91
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0118	0.0917

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	0.0917
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.118	0.917

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 0119

Источник выделения N 0119 11, Пропарочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 33.29$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 71.91$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 30 / 3600 = 0.2774$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 30 / 10^3 = 2.157$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0111$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0863$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 39 / 3600 = 0.361$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 39 / 10^3 = 2.804$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 10 / 3600 = 0.0925$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 10 / 10^3 = 0.719$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 25 / 3600 = 0.231$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 25 / 10^3 = 1.798$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 12 / 3600 = 0.111$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 12 / 10^3 = 0.863$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FJMAX} \cdot E_9 / 3600 = 33.29 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0111$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 71.91 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0863$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 33.29 \cdot 5 / 3600 = 0.0462$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 71.91 \cdot 5 / 10^3 = 0.3596$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2774	2.157
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.361	2.804
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0462	0.3596
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0925	0.719
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.231	1.798
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0111	0.0863
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0111	0.0863
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.111	0.863

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 6101-6115

Источник выделения N 6101 12, Площадка устья скважин (ЗРА, ФС, ПК)

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 90$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 90 = 0.0415$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0415 / 3.6 = 0.01153$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01153 \cdot 63.39 / 100 = 0.00731$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00731 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2305$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01153 \cdot 14.12 / 100 = 0.001628$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001628 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0513$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01153 \cdot 3.82 / 100 = 0.0004404$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0004404 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0139$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01153 \cdot 2.65 / 100 = 0.0003055$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003055 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00963$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.01153 \cdot 2.68 / 100 = 0.000309$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000309 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00974$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 30$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 30 = 1.166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.166 / 3.6 = 0.324$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.324 \cdot 63.39 / 100 = 0.2054$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.2054 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 6.48$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.324 \cdot 14.12 / 100 = 0.04575$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.04575 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.443$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.324 \cdot 3.82 / 100 = 0.01238$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.01238 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.3904$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.324 \cdot 2.65 / 100 = 0.00859$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00859 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.271$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.324 \cdot 2.68 / 100 = 0.00868$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00868 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.274$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 120$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 120 = 0.000691$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000691 / 3.6 = 0.000192$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000192 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001217$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001217 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00384$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000192 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000271$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000855$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000192 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000733$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000733 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000231$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000192 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000509$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000509 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001605$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000192 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000515$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000515 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001624$

Наименование оборудования: Насосы с сальниковыми уплотнениями (тяжелые углеводороды)
 Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 45$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.000288 \cdot 45 = 0.0038$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0038 / 3.6 = 0.001056$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001056 \cdot 63.39 / 100 = 0.00067$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00067 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02113$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001056 \cdot 14.12 / 100 = 0.000149$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000149 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0047$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001056 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000403$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000403 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00127$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001056 \cdot 2.65 / 100 = 0.000028$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000028 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000883$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001056 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000283$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000283 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000892$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Очищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 45$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 45 = 0.2135$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.2135 / 3.6 = 0.0593$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 66.13$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0593 \cdot 66.13 / 100 = 0.0392$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0392 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.236$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0593 \cdot 23.11 / 100 = 0.0137$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.432$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.36$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0593 \cdot 3.36 / 100 = 0.001992$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001992 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0628$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0593 \cdot 2.3 / 100 = 0.001364$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001364 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.043$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.15$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0593 \cdot 0.15 / 100 = 0.000089$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000089 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.002807$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Очищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 15$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 15 = 0.33$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.33 / 3.6 = 0.0917$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 66.13$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0917 \cdot 66.13 / 100 = 0.0606$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0606 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.91$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0917 \cdot 23.11 / 100 = 0.0212$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0212 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.669$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.36$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0917 \cdot 3.36 / 100 = 0.00308$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00308 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0971$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0917 \cdot 2.3 / 100 = 0.00211$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00211 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0665$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.15$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0917 \cdot 0.15 / 100 = 0.0001376$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001376 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00434$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
 Наименование технологического потока: Очищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 60$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 60 = 0.001188$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.001188 / 3.6 = 0.00033$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 66.13$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00033 \cdot 66.13 / 100 = 0.0002182$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002182 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00688$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.11$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00033 \cdot 23.11 / 100 = 0.0000763$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000763 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.002406$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.36$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00033 \cdot 3.36 / 100 = 0.00001109$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001109 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00035$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00033 \cdot 2.3 / 100 = 0.00000759$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000759 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002394$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.15$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00033 \cdot 0.15 / 100 = 0.000000495$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000495 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000156$

Наименование оборудования: Насосы с сальниковыми уплотнениями (легкие и сжиженные углеводороды)

Наименование технологического потока: Очищенный нефтяной газ

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 25$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.000396 \cdot 25 = 0.0029$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0029 / 3.6 = 0.000806$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 66.13$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000806 \cdot 66.13 / 100 = 0.000533$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000533 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0168$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 23.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000806 \cdot 23.11 / 100 = 0.0001863$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001863 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00588$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.36$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000806 \cdot 3.36 / 100 = 0.0000271$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000855$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000806 \cdot 2.3 / 100 = 0.00001854$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001854 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000585$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.15$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000806 \cdot 0.15 / 100 = 0.00000121$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000121 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003816$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	90	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	30	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	120	8760
Насосы с сальниковыми уплотнениями (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	45	8760
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Очищенный нефтяной газ	45	8760
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Очищенный нефтяной газ	15	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Очищенный нефтяной газ	60	8760
Насосы с сальниковыми уплотнениями (легкие и сжиженные углеводороды)	Очищенный нефтяной газ	25	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00868	0.29199516
0405	Пентан (450)	0.00859	0.3919979

0410	Метан (727*)	0.04575	2.609141
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.01238	0.566906
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2054	9.90515

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 6116-6117
Источник выделения N 6116 13, Нефтегазосепараторы НГС-80
Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 24 = 0.1138$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1138 / 3.6 = 0.0316$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 63.39 / 100 = 0.02003$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02003 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.632$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 14.12 / 100 = 0.00446$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00446 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1407$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 3.82 / 100 = 0.001207$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001207 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0381$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 2.65 / 100 = 0.000837$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0264$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 2.68 / 100 = 0.000847$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0267$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 6 = 0.132$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.132 / 3.6 = 0.0367$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0367 \cdot 63.39 / 100 = 0.02326$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02326 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.734$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0367 \cdot 14.12 / 100 = 0.00518$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00518 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1634$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0367 \cdot 3.82 / 100 = 0.001402$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001402 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0442$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0367 \cdot 2.65 / 100 = 0.000973$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000973 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0307$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0367 \cdot 2.68 / 100 = 0.000984$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000984 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03103$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
 Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
 Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 32$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 32 = 0.000634$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000634 / 3.6 = 0.000176$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000176 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001116$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001116 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00352$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000176 \cdot 14.12 / 100 = 0.00002485$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002485 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000784$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000176 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000672$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000672 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000212$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000176 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000466$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000147$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000176 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000472$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001488$

Наименование оборудования: Насосы с сальниковыми уплотнениями (легкие и сжиженные углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.000396 \cdot 2 = 0.000232$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000232 / 3.6 = 0.0000644$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000644 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000408$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000408 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001287$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000644 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000091$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000091 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000287$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000644 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000246$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000246 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000776$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000644 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001707$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001707 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000538$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000644 \cdot 2.68 / 100 = 0.000001726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000544$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	32	8760

Насосы с сальниковыми уплотнениями (легкие и сжиженные углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000984	0.0579332
0405	Пентан (450)	0.000973	0.0573008
0410	Метан (727*)	0.00518	0.305171
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.001402	0.0825896
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.02326	1.370807

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 6118

Источник выделения N 6118 14, Блок подготовки топливного газа ВПТГ-0,1

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Природный газ (топливо)

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.020988$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.293$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 24 = 0.1476$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1476 / 3.6 = 0.041$ Примесь: 0410 Метан (727*)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 98.43$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.041 \cdot 98.43 / 100 = 0.04036$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.04036 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.273$ Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.02$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.041 \cdot 0.02 / 100 = 0.0000082$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000082 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002586$ Примесь: 0405 Пентан (450)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.02$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.041 \cdot 0.02 / 100 = 0.0000082$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000082 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002586$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Природный газ (топливо)

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.136008$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.46$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.46 \cdot 0.136008 \cdot 12 = 0.751$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.751 / 3.6 = 0.2086$ Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 98.43$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2086 \cdot 98.43 / 100 = 0.2053$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.2053 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 6.47$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.02$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2086 \cdot 0.02 / 100 = 0.0000417$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000417 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001315$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.02$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2086 \cdot 0.02 / 100 = 0.0000417$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000417 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001315$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Природный газ (топливо)

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 48$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 48 = 0.001037$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.001037 / 3.6 = 0.000288$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 98.43$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000288 \cdot 98.43 / 100 = 0.0002835$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002835 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00894$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.02$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000288 \cdot 0.02 / 100 = 0.0000000576$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000576 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001816$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.02$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000288 \cdot 0.02 / 100 = 0.0000000576$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000576 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001816$

Наименование оборудования: Центробежные компрессоры (газовые потоки)

Наименование технологического потока: Природный газ (топливо)

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 36$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.00072 \cdot 36 = 0.0076$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0076 / 3.6 = 0.00211$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 98.43$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00211 \cdot 98.43 / 100 = 0.002077$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002077 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0655$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.02$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00211 \cdot 0.02 / 100 = 0.000000422$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000422 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000133$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.02$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C \cdot 100 = 0.00211 \cdot 0.02 / 100 = 0.000000422$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000422 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000133$

Наименование оборудования: Насосы с сальниковыми уплотнениями (легкие и сжиженные углеводороды)

Наименование технологического потока: Природный газ (топливо)

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.00072 \cdot 12 = 0.00253$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00253 / 3.6 = 0.000703$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 98.43$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C \cdot 100 = 0.000703 \cdot 98.43 / 100 = 0.000692$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000692 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02182$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.02$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C \cdot 100 = 0.000703 \cdot 0.02 / 100 = 0.0000001406$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001406 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000443$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.02$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = C \cdot 100 = 0.000703 \cdot 0.02 / 100 = 0.0000001406$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001406 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000443$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Природный газ (топливо)	24	8760
Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)	Природный газ (топливо)	12	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Природный газ (топливо)	48	8760
Центробежные компрессоры (газовые потоки)	Природный газ (топливо)	36	8760
Насосы с сальниковыми уплотнениями (легкие и сжиженные углеводороды)	Природный газ (топливо)	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0405	Пентан (450)	0.0000417	0.001593146
0410	Метан (727*)	0.2053	7.83926
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000417	0.001593146

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 6119-6121

Источник выделения N 6119 15, Насосы НБ-125

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с одним сальниковым уплотнением вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 3$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 3$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.03$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.03 \cdot 3 / 3.6 = 0.025$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.03 \cdot 3 \cdot 8760) / 1000 = 0.788$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.025 / 100 = 0.0181$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.788 / 100 = 0.571$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.025 / 100 = 0.0067$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.788 / 100 = 0.211$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.025 / 100 = 0.0000875$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.788 / 100 = 0.00276$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.025 / 100 = 0.000055$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.788 / 100 = 0.001734$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.025 / 100 = 0.0000275$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.788 / 100 = 0.000867$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.025 / 100 = 0.000015$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.788 / 100 = 0.000473$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000015	0.000473
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0181	0.571
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0067	0.211
0602	Бензол (64)	0.0000875	0.00276
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000275	0.000867
0621	Метилбензол (349)	0.000055	0.001734

Источник № 6122-6123 Автоналивная (стояк налива нефти)

Автоматизированные нефтеналивные стояки предназначены для налива нефти в автоцистерны (АСН 5М2 «Дельта») в количестве 1 шт.

Количество выбросов загрязняющих веществ (кг/ч) при наливке нефтепродуктов в автоцистерны определяется по формуле:

$M=2,52 \cdot V_{ж} \cdot P_{s(38)} \cdot M_{п} \cdot (K_{5x} + K_{5T}) \cdot K_8 \cdot (1 - \eta) \cdot 10^{-9}$,					где
$V_{ж}$ - годовой объем наливаемой жидкости (м³/год) K_8 - коэффициент, зависящий от давления насыщенных паров и климатической зоны (значение K_8 при наливе в нижнюю часть цистерны принимается по таблице 4.1) $P_{s(38)}$ -давление насыщенных паров жидкости при температуре 38°C $M_{п}$ - молекулярная масса паров жидкости K_{5x}, K_{5T} - коэффициенты, принимаются по таблицам приложения 1 η - коэффициент эффективности газоулавливающего устройства резервуара					
Исходные данные:					
$V_{ж}$	56407	время работы	8760	ч/год	
ρ	0,7980	коэффициент	0,031709792		
$m_{ж}$	45012,71				
$P_{s(38)}$	239				
$M_{п}$	120				
K_{5x}	0,323				
K_{5T}	0,633				
K_8	0,51				
η	0,8				
Потери от испарения для нефти составят:			0,397530125	кг/ч	
Максимально – разовый выброс составит:			П _{МР}	0,110425035	г/с
Валовой выброс составит:			П _{ВАЛ}	3,482363894	т/год
Значение массовых долей общей серы, сероводорода и меркаптановой серы принимаются по данным результата анализа нефти.					
Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)		0,268	%		
Углеводороды (C ₁ -C ₅)		0,7246	%		
Значение массового содержание в парах нефти их выбросы можно рассчитать по формуле:					
П _і = П _{вал} * C _і * 10 ⁻²		где			
C – массовая концентрация –го компонента в парах нефтепродуктов (% по массе) принимается по результатам анализа компонентного состава нефти.					
Выбросы (C ₆ -C ₁₀)		0,933273524	т/год	0,029594	г/с
Выбросы (C ₁ -C ₅)		2,523320877	т/год	0,080014	г/с

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район
 Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 6124-6125

Источник выделения N 6124 17, Дренажная емкость

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от неподвижных уплотнений

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования, вид технологического потока: Среда газовая (запорно-регулирующая арматура)

Время работы оборудования, час/год, $T = 8760$

Число неподвижных уплотнений на потоке, шт., $N = 4$

Расчетная величина утечки, кг/час (табл. 6.2), $GHY = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (табл. 6.2), $XHY = 0.293$

Суммарная утечка вредного вещества через неподвижные соединения, кг/час (6.3.1), $MHY = GHY \cdot N \cdot XHY = 0.020988 \cdot 4 \cdot 0.293 = 0.0246$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = MHY / 3.6 = 0.0246 / 3.6 = 0.00683$

Валовой выброс, т/год, $M = (MHY \cdot T) / 1000 = (0.0246 \cdot 8760) / 1000 = 0.2155$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00683 / 100 = 0.00495$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.2155 / 100 = 0.156$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00683 / 100 = 0.00183$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.2155 / 100 = 0.0578$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00683 / 100 = 0.0000239$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.2155 / 100 = 0.000754$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00683 / 100 = 0.00001503$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.2155 / 100 = 0.000474$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00683 / 100 = 0.00000751$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.2155 / 100 = 0.000237$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00683 / 100 = 0.0000041$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.2155 / 100 = 0.0001293$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000041	0.0001293
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00495	0.156
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00183	0.0578
0602	Бензол (64)	0.0000239	0.000754
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000751	0.000237
0621	Метилбензол (349)	0.00001503	0.000474

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 6126-6128

Источник выделения N 6126 18, Дожимные компрессорные станции

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 10$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 3$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 3 / 3.6 = 0.0417$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.05 \cdot 10 \cdot 8760) / 1000 = 4.38$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0417 / 100 = 0.0302$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 4.38 / 100 = 3.174$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0417 / 100 = 0.01118$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 4.38 / 100 = 1.174$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0417 / 100 = 0.000146$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 4.38 / 100 = 0.01533$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0417 / 100 = 0.0000917$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 4.38 / 100 = 0.00964$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0417 / 100 = 0.0000459$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 4.38 / 100 = 0.00482$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0417 / 100 = 0.000025$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 4.38 / 100 = 0.00263$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000025	0.00263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0302	3.174
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01118	1.174
0602	Бензол (64)	0.000146	0.01533
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000459	0.00482
0621	Метилбензол (349)	0.0000917	0.00964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 6129-6131

Источник выделения N 6129 19, Выкидные линии

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 12 = 0.0569$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0569 / 3.6 = 0.0158$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0158 \cdot 63.39 / 100 = 0.01002$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01002 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.316$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0158 \cdot 14.12 / 100 = 0.00223$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00223 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0703$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0158 \cdot 3.82 / 100 = 0.000604$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000604 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01905$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0158 \cdot 2.65 / 100 = 0.000419$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000419 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01321$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0158 \cdot 2.68 / 100 = 0.0004234$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0004234 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01335$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 4 = 0.088$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.088 / 3.6 = 0.02444$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 63.39 / 100 = 0.0155$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0155 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.489$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 14.12 / 100 = 0.00345$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00345 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1088$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 3.82 / 100 = 0.000934$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000934 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02945$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 2.65 / 100 = 0.000648$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000648 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02044$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 2.68 / 100 = 0.000655$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000655 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02066$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
 Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
 Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.000396$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.05$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 24 = 0.000475$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000475 / 3.6 = 0.000132$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000132 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000837$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00264$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000132 \cdot 14.12 / 100 = 0.00001864$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001864 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000588$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000132 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000504$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000504 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000159$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000132 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000035$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000035 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001104$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000132 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000354$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000354 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001116$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760

Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000655	0.0341216
0405	Пентан (450)	0.000648	0.0337604
0410	Метан (727*)	0.00345	0.179688
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000934	0.048659
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0155	0.80764

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 014, Жалагашский район

Объект N 0002, Вариант 3 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_эксплуатация (год макс. добычи)

Источник загрязнения N 6132-6134

Источник выделения N 6132 20, Межплощадочные трубопроводы

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 24 = 0.1138$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1138 / 3.6 = 0.0316$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 63.39 / 100 = 0.02003$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02003 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.632$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 14.12 / 100 = 0.00446$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00446 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1407$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 3.82 / 100 = 0.001207$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001207 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0381$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 2.65 / 100 = 0.000837$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0264$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 2.68 / 100 = 0.000847$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0267$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)
 Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
 Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.08802$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.25$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 10 = 0.22$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.22 / 3.6 = 0.0611$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0611 \cdot 63.39 / 100 = 0.0387$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0387 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.22$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0611 \cdot 14.12 / 100 = 0.00863$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00863 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.272$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0611 \cdot 3.82 / 100 = 0.002334$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.002334 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0736$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0611 \cdot 2.65 / 100 = 0.00162$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0511$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0611 \cdot 2.68 / 100 = 0.001637$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001637 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0516$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
 Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
 Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 32$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 32 = 0.000634$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000634 / 3.6 = 0.000176$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000176 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001116$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001116 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00352$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000176 \cdot 14.12 / 100 = 0.00002485$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002485 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000784$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000176 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000672$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000672 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000212$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000176 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000466$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000147$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000176 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000472$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001488$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	10	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	32	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001637	0.0784488
0405	Пентан (450)	0.00162	0.077647
0410	Метан (727*)	0.00863	0.413484
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.002334	0.111912
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0387	1.85552

Источник №6135 Узел разгрузки цемента			
Расчет выбросов пыли цемента, образуемой при пересыпке в смесительный аппарат			
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество поступающего материала за год	49,60	т/год
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,02296	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	50,0	м ²
1.4.	B - Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	0,50	(таблица 7)
1.5.	T - Время работы	2160	ч/год
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = \frac{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot G \cdot 10^6 \cdot B}{0,0000000000,3600} + K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot q \cdot F$	0,00155	г/сек
	q - Объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	K ₁ - доля пылевой фракции в материале	0,04	(таблица 1)
	K ₂ - доля пыли переходящая в аэрозоль	0,03	(таблица 1)
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,4	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₆ - коэфф., учит-щий профиль поверхности складированного мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,5	(таблица 5)
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	$Q \cdot T \cdot 3600 / 10^6$, т/год (Выбросы ВВ пыль цементная)	0,012	т/год
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников			
Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.			

Расчет выбросов неорганической пыли цемента, образуемой при хранении			
№ пп	Наименование	Количество	Ед.изм.
1.	Исходные данные:		
1.1.	G _{год} - Количество поступающего материала за год	49,6	т/год
1.2.	G - Количество перерабатываемого материала	0,02296	т/час
1.3.	F - Поверхность пыления в плане	50	м ²
1.4.	T - Время работы	2160	ч/год
2.	Расчет:		
2.1.	Q - Объем пылевыведения, где		
	$Q = K_3 * K_4 * K_5 * K_6 * K_7 * q * F$	0,000609	г/сек
	K ₃ - коэффициент, учитывающий метеоусловий	1,4	(таблица 2)
	K ₄ - коэффициент, учитывающий местных условий	1	(таблица 3)
	K ₅ - коэффициент, учитывающий влажность материала	0,01	(таблица 4)
	K ₆ - коэфф., учит-щий профиль поверхности складировемого мат-ла	1,45	(таблица 5)
	K ₇ - коэффициент, учитывающий крупность материала	0,5	(таблица 5)
	q - объем пылевыведения, где	0,003	(таблица 6)
	F - поверхность пыления в плане, м ²	20	
2.2.	M - Общее пылевыведения*		
	$M = Q * T * 3600 / 10^6$, (Выбросы ВВ пыль неорганическая)	0,004735584	т/год
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Утв. Приказом министра ООС РК № 100-п от 18 апреля 2008 г.			

РАСЧЕТЫ РАССЕЙВАНИЯ ПРИЗЕМНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ на период бурения добывающей скважины на месторождении Есжан

1. Общие сведения.

Расчет проведен на ПК "ЭРА" v3.0 фирмы НПП "Логос-Плюс", Новосибирск
Расчет выполнен ИП "Сапаев Т.М."

| Заключение экспертизы Министерства природных ресурсов и Росгидромета |
на программу: письмо № 140-09213/20и от 30.11.2020

2. Параметры города

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Название: Жалагашский район
Коэффициент А = 200
Скорость ветра Умр = 9.0 м/с
Средняя скорость ветра = 3.2 м/с
Температура летняя = 34.3 град.С
Температура зимняя = -9.2 град.С
Коэффициент рельефа = 1.00
Площадь города = 0.0 кв.км
Угол между направлением на СЕВЕР и осью Х = 90.0 угловых градусов

3. Исходные параметры источников.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :014 Жалагашский район.
Объект :0002 ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан_добыв. скв.
Вар.расч. :1 Расч.год: 2026 (СП) Расчет проводился 20.05.2026 20:18
Группа суммации :__ПЛ=2902 Взвешенные частицы (116)
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)
2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников

Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	Тип	Н	D	Wo	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	Alf	F	KP	Ди	Выброс
<Об-П>~<Ис> ~~~ ~~м~~ ~~м/с~~ ~~м3/с~~ градС ~~м~~~ ~~м~~~ ~~м~~~ ~~м~~~ гр. ~~~ ~~~ ~~~ ~~~ г/с~~															
----- Примесь 2902-----															
000201	6016	П1	2.0			30.0	126	29	2	1	0	3.0	1.000	0	0.0648200
----- Примесь 2908-----															
000201	6005	П1	2.0			30.0	90	-90	3	2	0	3.0	1.000	0	0.0061910
000201	6015	П1	2.0			30.0	120	20	2	1	0	3.0	1.000	0	0.0015600
000201	6016	П1	2.0			30.0	126	29	2	1	0	3.0	1.000	0	0.0288000
----- Примесь 2930-----															
000201	6016	П1	2.0			30.0	126	29	2	1	0	3.0	1.000	0	0.0138000

4. Расчетные параметры См, Ум, Хм

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :014 Жалагашский район.
Объект :0002 ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан_добыв. скв.
Вар.расч. :1 Расч.год: 2026 (СП) Расчет проводился 20.05.2026 20:18
Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 34.3 град.С)
Группа суммации :__ПЛ=2902 Взвешенные частицы (116)
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)
2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

- Для групп суммации выброс $Mq = M1/ПДК1 + ... + Mn/ПДКn$, а суммарная концентрация $Cm = Cm1/ПДК1 + ... + Cmn/ПДКn$						
- Для линейных и площадных источников выброс является суммарным по всей площади, а Cm - концентрация одиночного источника, расположенного в центре симметрии, с суммарным M						
~~ Источники ~~~~~ Их расчетные параметры ~~~~~						
Номер	Код	Mq	Тип	Cm	Um	Xm
-п/-	<об-п>-<мс>	-----	----	[доля ПДК]	- [м/с]	----- [м]----
1	000201 6016	0.214840	П1	23.020014	0.50	5.7
2	000201 6005	0.012382	П1	1.326726	0.50	5.7
3	000201 6015	0.003120	П1	0.334307	0.50	5.7
Суммарный $Mq = 0.230342$ (сумма $Mq/ПДК$ по всем примесям)						
Сумма Cm по всем источникам = 24.681047 долей ПДК						

Средневзвешенная опасная скорость ветра = 0.50 м/с						

5. Управляющие параметры расчета

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Город :014 Жалагашский район.
Объект :0002 ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан_добыв. скв.
Вар.расч. :1 Расч.год: 2026 (СП) Расчет проводился 20.05.2026 20:18
Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 34.3 град.С)
Группа суммации :__ПЛ=2902 Взвешенные частицы (116)
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)
2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Фоновая концентрация не задана

Расчет по прямоугольнику 001 : 10000x10000 с шагом 200

Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001

Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.

Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 9.0(Умр) м/с

Средневзвешенная опасная скорость ветра $U_{св} = 0.5$ м/с

6. Результаты расчета в виде таблицы.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :014 Жалагашский район.

Объект :0002 ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан_добыв. скв.

Вар.расч. :1 Расчет.год: 2026 (СП) Расчет проводился 20.05.2026 20:18

Группа суммации :__ПЛ=2902 Взвешенные частицы (116)

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)

2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Расчет проводился на прямоугольнике 1

с параметрами: координаты центра $X = 0$, $Y = 0$

размеры: длина(по X)= 10000, ширина(по Y)= 10000, шаг сетки= 200

Фоновая концентрация не задана

Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.

Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 9.0(Умр) м/с

Расшифровка обозначений

Qc - суммарная концентрация [доли ПДК]	
Фоп- опасное направл. ветра [угл. град.]	
Uоп- опасная скорость ветра [м/с]	
Ви - вклад ИСТОЧНИКА в Qc [доли ПДК]	
Ки - код источника для верхней строки Ви	

~~~~~  
 | -При расчете по группе суммации концентр. в мг/м3 не печатается |  
 | -Если в строке Cmax< 0.05 ПДК, то Фоп,Uоп,Ви,Ки не печатаются |  
 ~~~~~

y= 5000 :	Y-строка 1 Cmax= 0.001 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=181)														
x= -5000 :	-4800:	-4600:	-4400:	-4200:	-4000:	-3800:	-3600:	-3400:	-3200:	-3000:	-2800:	-2600:	-2400:	-2200:	-2000:
Qc :	0.000:	0.000:	0.000:	0.000:	0.000:	0.000:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:

x= -1800:	-1600:	-1400:	-1200:	-1000:	-800:	-600:	-400:	-200:	0:	200:	400:	600:	800:	1000:	1200:
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:

x= 1400:	1600:	1800:	2000:	2200:	2400:	2600:	2800:	3000:	3200:	3400:	3600:	3800:	4000:	4200:	4400:
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.000:	0.000:

x= 4600:	4800:	5000:													
Qc :	0.000:	0.000:	0.000:												

y= 4800 :	Y-строка 2 Cmax= 0.001 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=181)														
x= -5000 :	-4800:	-4600:	-4400:	-4200:	-4000:	-3800:	-3600:	-3400:	-3200:	-3000:	-2800:	-2600:	-2400:	-2200:	-2000:
Qc :	0.000:	0.000:	0.000:	0.000:	0.000:	0.000:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:

x= -1800:	-1600:	-1400:	-1200:	-1000:	-800:	-600:	-400:	-200:	0:	200:	400:	600:	800:	1000:	1200:
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:

x= 1400:	1600:	1800:	2000:	2200:	2400:	2600:	2800:	3000:	3200:	3400:	3600:	3800:	4000:	4200:	4400:
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.000:

x= 4600:	4800:	5000:													
Qc :	0.000:	0.000:	0.000:												

y= 4600 :	Y-строка 3 Cmax= 0.001 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=181)														
x= -5000 :	-4800:	-4600:	-4400:	-4200:	-4000:	-3800:	-3600:	-3400:	-3200:	-3000:	-2800:	-2600:	-2400:	-2200:	-2000:
Qc :	0.000:	0.000:	0.000:	0.000:	0.000:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:

x= -1800:	-1600:	-1400:	-1200:	-1000:	-800:	-600:	-400:	-200:	0:	200:	400:	600:	800:	1000:	1200:
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:

x= 1400:	1600:	1800:	2000:	2200:	2400:	2600:	2800:	3000:	3200:	3400:	3600:	3800:	4000:	4200:	4400:
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.000:

x= 4600:	4800:	5000:													
Qc :	0.000:	0.000:	0.000:												

y= 4400 :	Y-строка 4 Cmax= 0.001 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=181)														
x= -5000 :	-4800:	-4600:	-4400:	-4200:	-4000:	-3800:	-3600:	-3400:	-3200:	-3000:	-2800:	-2600:	-2400:	-2200:	-2000:
Qc :	0.000:	0.000:	0.000:	0.000:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:

x= -1800:	-1600:	-1400:	-1200:	-1000:	-800:	-600:	-400:	-200:	0:	200:	400:	600:	800:	1000:	1200:

[illegible]

[illegible]

```

x= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----
Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002:
-----
x= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----
Qc : 0.002: 0.003: 0.003: 0.003: 0.003: 0.003: 0.003: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.003: 0.003:
-----
x= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----
Qc : 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:
-----
x= 4600: 4800: 5000:
-----
Qc : 0.001: 0.001: 0.001:
-----

y= 2200 : Y-строка 15 Смак= 0.004 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=182)
-----
x= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----
Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002:
-----
x= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----
Qc : 0.003: 0.003: 0.003: 0.003: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004: 0.004:
-----
x= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----
Qc : 0.003: 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:
-----
x= 4600: 4800: 5000:
-----
Qc : 0.001: 0.001: 0.001:
-----

y= 2000 : Y-строка 16 Смак= 0.005 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=182)
-----
x= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----
Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003:
-----
x= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----
Qc : 0.003: 0.003: 0.003: 0.004: 0.004: 0.004: 0.005: 0.005: 0.005: 0.005: 0.005: 0.005: 0.005: 0.005: 0.004: 0.004:
-----
x= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----
Qc : 0.004: 0.004: 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:
-----
x= 4600: 4800: 5000:
-----
Qc : 0.001: 0.001: 0.001:
-----

y= 1800 : Y-строка 17 Смак= 0.006 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=182)
-----
x= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----
Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003:
-----
x= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----
Qc : 0.003: 0.003: 0.004: 0.004: 0.005: 0.005: 0.005: 0.006: 0.006: 0.006: 0.006: 0.006: 0.006: 0.006: 0.005: 0.005:
-----
x= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----
Qc : 0.004: 0.004: 0.004: 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:
-----
x= 4600: 4800: 5000:
-----
Qc : 0.001: 0.001: 0.001:
-----

y= 1600 : Y-строка 18 Смак= 0.008 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=183)
-----
x= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----
Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003: 0.003:
-----
x= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----
Qc : 0.003: 0.004: 0.004: 0.005: 0.005: 0.006: 0.006: 0.007: 0.007: 0.008: 0.008: 0.008: 0.007: 0.007: 0.006: 0.006:
-----
x= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----
Qc : 0.005: 0.004: 0.004: 0.004: 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:
-----
x= 4600: 4800: 5000:
-----
Qc : 0.001: 0.001: 0.001:
-----

```

y= 1400 :	Y-строка 19 Стах= 0.010 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=183)															
x= -5000 :	-4800:	-4600:	-4400:	-4200:	-4000:	-3800:	-3600:	-3400:	-3200:	-3000:	-2800:	-2600:	-2400:	-2200:	-2000:	
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.003:	0.003:	0.003:

x= -1800:	-1600:	-1400:	-1200:	-1000:	-800:	-600:	-400:	-200:	0:	200:	400:	600:	800:	1000:	1200:	
Qc :	0.004:	0.004:	0.005:	0.005:	0.006:	0.007:	0.008:	0.009:	0.009:	0.010:	0.010:	0.009:	0.009:	0.008:	0.007:	0.006:

x= 1400:	1600:	1800:	2000:	2200:	2400:	2600:	2800:	3000:	3200:	3400:	3600:	3800:	4000:	4200:	4400:	
Qc :	0.006:	0.005:	0.004:	0.004:	0.003:	0.003:	0.003:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:

x= 4600:	4800:	5000:														
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:													
~~																
y= 1200 :	Y-строка 20 Стах= 0.013 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=184)															
x= -5000 :	-4800:	-4600:	-4400:	-4200:	-4000:	-3800:	-3600:	-3400:	-3200:	-3000:	-2800:	-2600:	-2400:	-2200:	-2000:	
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.003:	0.003:	0.004:
~~																
x= -1800:	-1600:	-1400:	-1200:	-1000:	-800:	-600:	-400:	-200:	0:	200:	400:	600:	800:	1000:	1200:	
Qc :	0.004:	0.005:	0.005:	0.006:	0.007:	0.008:	0.010:	0.011:	0.012:	0.013:	0.013:	0.012:	0.011:	0.010:	0.009:	0.008:
~~																
x= 1400:	1600:	1800:	2000:	2200:	2400:	2600:	2800:	3000:	3200:	3400:	3600:	3800:	4000:	4200:	4400:	
Qc :	0.007:	0.006:	0.005:	0.004:	0.004:	0.003:	0.003:	0.003:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.001:	0.001:	0.001:
~~																
x= 4600:	4800:	5000:														
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:													
~~																
y= 1000 :	Y-строка 21 Стах= 0.018 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=184)															
x= -5000 :	-4800:	-4600:	-4400:	-4200:	-4000:	-3800:	-3600:	-3400:	-3200:	-3000:	-2800:	-2600:	-2400:	-2200:	-2000:	
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.003:	0.003:	0.004:
~~																
x= -1800:	-1600:	-1400:	-1200:	-1000:	-800:	-600:	-400:	-200:	0:	200:	400:	600:	800:	1000:	1200:	
Qc :	0.004:	0.005:	0.006:	0.007:	0.008:	0.010:	0.012:	0.014:	0.016:	0.017:	0.018:	0.017:	0.015:	0.013:	0.011:	0.009:
~~																
x= 1400:	1600:	1800:	2000:	2200:	2400:	2600:	2800:	3000:	3200:	3400:	3600:	3800:	4000:	4200:	4400:	
Qc :	0.007:	0.006:	0.005:	0.005:	0.004:	0.003:	0.003:	0.003:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.001:	0.001:	0.001:
~~																
x= 4600:	4800:	5000:														
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:													
~~																
y= 800 :	Y-строка 22 Стах= 0.026 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=186)															
x= -5000 :	-4800:	-4600:	-4400:	-4200:	-4000:	-3800:	-3600:	-3400:	-3200:	-3000:	-2800:	-2600:	-2400:	-2200:	-2000:	
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.003:	0.003:	0.004:
~~																
x= -1800:	-1600:	-1400:	-1200:	-1000:	-800:	-600:	-400:	-200:	0:	200:	400:	600:	800:	1000:	1200:	
Qc :	0.005:	0.006:	0.007:	0.008:	0.010:	0.012:	0.015:	0.019:	0.023:	0.026:	0.026:	0.024:	0.020:	0.016:	0.013:	0.010:
~~																
x= 1400:	1600:	1800:	2000:	2200:	2400:	2600:	2800:	3000:	3200:	3400:	3600:	3800:	4000:	4200:	4400:	
Qc :	0.008:	0.007:	0.006:	0.005:	0.004:	0.004:	0.003:	0.003:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.001:	0.001:	0.001:
~~																
x= 4600:	4800:	5000:														
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:													
~~																
y= 600 :	Y-строка 23 Стах= 0.045 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=187)															
x= -5000 :	-4800:	-4600:	-4400:	-4200:	-4000:	-3800:	-3600:	-3400:	-3200:	-3000:	-2800:	-2600:	-2400:	-2200:	-2000:	
Qc :	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.001:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.003:	0.003:	0.004:
~~																
x= -1800:	-1600:	-1400:	-1200:	-1000:	-800:	-600:	-400:	-200:	0:	200:	400:	600:	800:	1000:	1200:	
Qc :	0.005:	0.006:	0.007:	0.009:	0.011:	0.014:	0.019:	0.026:	0.035:	0.044:	0.045:	0.038:	0.028:	0.021:	0.016:	0.012:
~~																
x= 1400:	1600:	1800:	2000:	2200:	2400:	2600:	2800:	3000:	3200:	3400:	3600:	3800:	4000:	4200:	4400:	
Qc :	0.009:	0.008:	0.006:	0.005:	0.004:	0.004:	0.003:	0.003:	0.003:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.001:	0.001:	0.001:
~~																
x= 4600:	4800:	5000:														

-----:-----:-----:
 Qc : 0.001: 0.001: 0.001:
 ~~~~~

|     |         |                                                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-----|---------|--------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| y=  | 400     | Y-строка 24 Стах= 0.112 долей ПДК (х= 200.0; напр.ветра=191) |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| x=  | -5000   | -4800                                                        | -4600   | -4400   | -4200   | -4000   | -3800   | -3600   | -3400   | -3200   | -3000   | -2800   | -2600   | -2400   | -2200   | -2000   |
| Qc  | : 0.001 | : 0.001                                                      | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.004 | : 0.004 |
| Фоп | : 94    | : 94                                                         | : 95    | : 95    | : 95    | : 95    | : 95    | : 96    | : 96    | : 96    | : 97    | : 97    | : 98    | : 98    | : 99    | : 100   |
| Уоп | : 9.00  | : 9.00                                                       | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  |
| Ви  | : 0.001 | : 0.001                                                      | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.004 | : 0.004 |
| Ки  | : 6016  | : 6016                                                       | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  |
| Ви  | :       | :                                                            | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :                                                            | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ви  | :       | :                                                            | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :                                                            | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |

|     |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| x=  | -1800   | -1600   | -1400   | -1200   | -1000   | -800    | -600    | -400    | -200    | 0       | 200     | 400     | 600     | 800     | 1000    | 1200    |
| Qc  | : 0.005 | : 0.006 | : 0.008 | : 0.010 | : 0.012 | : 0.017 | : 0.024 | : 0.036 | : 0.060 | : 0.101 | : 0.112 | : 0.071 | : 0.041 | : 0.026 | : 0.018 | : 0.013 |
| Фоп | : 101   | : 102   | : 104   | : 106   | : 108   | : 112   | : 117   | : 125   | : 139   | : 161   | : 191   | : 216   | : 232   | : 241   | : 247   | : 251   |
| Уоп | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  |
| Ви  | : 0.005 | : 0.006 | : 0.007 | : 0.009 | : 0.012 | : 0.016 | : 0.023 | : 0.035 | : 0.059 | : 0.098 | : 0.107 | : 0.068 | : 0.040 | : 0.025 | : 0.017 | : 0.013 |
| Ки  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  |
| Ви  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | : 0.000 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.003 | : 0.002 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.000 |
| Ки  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | : 6015  | : 6015  | : 6015  | : 6005  | : 6005  | : 6005  | : 6005  | : 6005  | : 6005  |
| Ви  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | : 0.000 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | : 6005  | : 6005  | : 6015  | : 6015  | : 6015  | :       | :       | :       |

|     |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| x=  | 1400    | 1600    | 1800    | 2000    | 2200    | 2400    | 2600    | 2800    | 3000    | 3200    | 3400    | 3600    | 3800    | 4000    | 4200    | 4400    |
| Qc  | : 0.010 | : 0.008 | : 0.007 | : 0.005 | : 0.005 | : 0.004 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 |
| Фоп | : 254   | : 256   | : 257   | : 259   | : 260   | : 261   | : 261   | : 262   | : 263   | : 263   | : 263   | : 264   | : 264   | : 264   | : 265   | : 265   |
| Уоп | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  |
| Ви  | : 0.010 | : 0.008 | : 0.006 | : 0.005 | : 0.004 | : 0.004 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 |
| Ки  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  |
| Ви  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ви  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |

|     |         |         |         |
|-----|---------|---------|---------|
| x=  | 4600    | 4800    | 5000    |
| Qc  | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 |
| Фоп | : 265   | : 265   | : 266   |
| Уоп | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  |
| Ви  | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 |
| Ки  | : 6016  | : 6016  | : 6016  |
| Ви  | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :       | :       |
| Ви  | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :       | :       |

|     |         |                                                              |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-----|---------|--------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| y=  | 200     | Y-строка 25 Стах= 0.527 долей ПДК (х= 200.0; напр.ветра=203) |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
| x=  | -5000   | -4800                                                        | -4600   | -4400   | -4200   | -4000   | -3800   | -3600   | -3400   | -3200   | -3000   | -2800   | -2600   | -2400   | -2200   | -2000   |
| Qc  | : 0.001 | : 0.001                                                      | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.004 | : 0.005 |
| Фоп | : 92    | : 92                                                         | : 92    | : 92    | : 92    | : 92    | : 93    | : 93    | : 93    | : 93    | : 93    | : 93    | : 94    | : 94    | : 94    | : 95    |
| Уоп | : 9.00  | : 9.00                                                       | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  |
| Ви  | : 0.001 | : 0.001                                                      | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.004 | : 0.004 |
| Ки  | : 6016  | : 6016                                                       | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  |
| Ви  | :       | :                                                            | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :                                                            | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ви  | :       | :                                                            | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :                                                            | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |

|     |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| x=  | -1800   | -1600   | -1400   | -1200   | -1000   | -800    | -600    | -400    | -200    | 0       | 200     | 400     | 600     | 800     | 1000    | 1200    |
| Qc  | : 0.005 | : 0.006 | : 0.008 | : 0.010 | : 0.013 | : 0.018 | : 0.027 | : 0.048 | : 0.117 | : 0.420 | : 0.527 | : 0.171 | : 0.058 | : 0.031 | : 0.020 | : 0.014 |
| Фоп | : 95    | : 96    | : 97    | : 98    | : 99    | : 101   | : 103   | : 108   | : 118   | : 144   | : 203   | : 238   | : 250   | : 256   | : 259   | : 261   |
| Уоп | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  |
| Ви  | : 0.005 | : 0.006 | : 0.008 | : 0.010 | : 0.013 | : 0.018 | : 0.027 | : 0.047 | : 0.115 | : 0.414 | : 0.510 | : 0.168 | : 0.056 | : 0.030 | : 0.019 | : 0.014 |
| Ки  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  |
| Ви  | :       | :       | :       | :       | :       | : 0.000 | :       | : 0.001 | : 0.002 | : 0.005 | : 0.010 | : 0.002 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.000 |
| Ки  | :       | :       | :       | :       | :       | : 6005  | :       | : 6015  | : 6015  | : 6015  | : 6005  | : 6015  | : 6015  | : 6005  | : 6005  | : 6005  |
| Ви  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | : 0.007 | : 0.001 | : 0.001 | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | : 6015  | : 6005  | : 6005  | :       | :       | :       | :       |

|     |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-----|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| x=  | 1400    | 1600    | 1800    | 2000    | 2200    | 2400    | 2600    | 2800    | 3000    | 3200    | 3400    | 3600    | 3800    | 4000    | 4200    | 4400    |
| Qc  | : 0.011 | : 0.008 | : 0.007 | : 0.006 | : 0.005 | : 0.004 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.001 | : 0.001 |
| Фоп | : 262   | : 263   | : 264   | : 265   | : 265   | : 266   | : 266   | : 266   | : 266   | : 266   | : 267   | : 267   | : 267   | : 267   | : 268   | : 268   |
| Уоп | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  | : 9.00  |
| Ви  | : 0.010 | : 0.008 | : 0.006 | : 0.005 | : 0.004 | : 0.004 | : 0.003 | : 0.003 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.002 | : 0.001 | : 0.001 | : 0.001 |
| Ки  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  | : 6016  |
| Ви  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ви  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |
| Ки  | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       | :       |

|    |      |      |      |
|----|------|------|------|
| x= | 4600 | 4800 | 5000 |
|----|------|------|------|

```

-----:
Qс : 0.001: 0.001: 0.001:
Фоп: 268 : 268 : 268 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.001: 0.001: 0.001:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
Ви :
Ки :
-----:

```

у= 0 : У-строка 26 Стаж= 1.523 долей ПДК (х= 200.0; напр.ветра=291)

```

-----:
х= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----:
Qс : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003: 0.003: 0.004: 0.005:
Фоп: 90 : 90 : 90 : 90 : 90 : 90 : 90 : 90 : 90 : 90 : 90 : 89 : 89 : 89 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003: 0.003: 0.004: 0.004:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
-----:

```

```

-----:
х= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----:
Qс : 0.005: 0.007: 0.008: 0.010: 0.014: 0.019: 0.029: 0.052: 0.164: 0.862: 1.523: 0.271: 0.065: 0.033: 0.021: 0.015:
Фоп: 89 : 89 : 89 : 89 : 89 : 88 : 88 : 87 : 85 : 77 : 291 : 276 : 273 : 272 : 272 : 271 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 4.99 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.005: 0.006: 0.008: 0.010: 0.013: 0.018: 0.028: 0.051: 0.162: 0.851: 1.513: 0.267: 0.063: 0.032: 0.020: 0.014:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
-----:

```

```

-----:
х= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----:
Qс : 0.011: 0.009: 0.007: 0.006: 0.005: 0.004: 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001:
Фоп: 271 : 271 : 271 : 271 : 271 : 271 : 271 : 270 : 270 : 270 : 270 : 270 : 270 : 270 : 270 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.010: 0.008: 0.006: 0.005: 0.004: 0.004: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
-----:

```

```

-----:
х= 4600: 4800: 5000:
-----:
Qс : 0.001: 0.001: 0.001:
Фоп: 270 : 270 : 270 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.001: 0.001: 0.001:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
-----:

```

у= -200 : У-строка 27 Стаж= 0.342 долей ПДК (х= 200.0; напр.ветра=342)

```

-----:
х= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----:
Qс : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003: 0.003: 0.004: 0.005:
Фоп: 88 : 87 : 87 : 87 : 87 : 87 : 87 : 87 : 86 : 86 : 86 : 86 : 85 : 85 : 85 : 84 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003: 0.003: 0.004: 0.004:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
-----:

```

```

-----:
х= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----:
Qс : 0.005: 0.006: 0.008: 0.010: 0.013: 0.018: 0.027: 0.045: 0.097: 0.306: 0.342: 0.127: 0.052: 0.030: 0.020: 0.014:
Фоп: 83 : 83 : 82 : 80 : 79 : 76 : 73 : 67 : 55 : 29 : 342 : 310 : 296 : 289 : 284 : 282 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.005: 0.006: 0.007: 0.009: 0.012: 0.017: 0.026: 0.043: 0.095: 0.293: 0.337: 0.125: 0.051: 0.029: 0.019: 0.014:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
-----:

```

```

-----:
х= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----:
Qс : 0.011: 0.008: 0.007: 0.006: 0.005: 0.004: 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001:
Фоп: 280 : 279 : 278 : 277 : 276 : 276 : 275 : 275 : 274 : 274 : 274 : 274 : 273 : 273 : 273 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.010: 0.008: 0.006: 0.005: 0.004: 0.004: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
-----:

```

```

x= 4600: 4800: 5000:
-----
Qс : 0.001: 0.001: 0.001:
Фоп: 273 : 273 : 273 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.001: 0.001: 0.001:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
Ви :
Ки :

```

y= -400 : Y-строка 28 Стаж= 0.083 долей ПДК (x= 0.0; напр.ветра= 16)

```

x= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----
Qс : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003: 0.003: 0.003: 0.004: 0.004:
Фоп: 85 : 85 : 85 : 85 : 84 : 84 : 84 : 84 : 83 : 83 : 82 : 82 : 81 : 80 : 80 : 79 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003: 0.003: 0.004: 0.004:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
Ви :
Ки :

```

```

x= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----
Qс : 0.005: 0.006: 0.008: 0.009: 0.012: 0.016: 0.023: 0.033: 0.053: 0.083: 0.080: 0.056: 0.036: 0.024: 0.017: 0.013:
Фоп: 78 : 76 : 74 : 72 : 69 : 65 : 60 : 51 : 38 : 16 : 350 : 327 : 312 : 302 : 296 : 292 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.005: 0.006: 0.007: 0.009: 0.011: 0.015: 0.021: 0.032: 0.049: 0.072: 0.077: 0.055: 0.035: 0.024: 0.017: 0.012:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
Ви :
Ки :

```

```

x= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----
Qс : 0.010: 0.008: 0.007: 0.005: 0.005: 0.004: 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001:
Фоп: 288 : 286 : 284 : 283 : 282 : 281 : 280 : 279 : 278 : 278 : 277 : 277 : 277 : 276 : 276 : 276 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.009: 0.008: 0.006: 0.005: 0.004: 0.004: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
Ви :
Ки :

```

```

x= 4600: 4800: 5000:
-----
Qс : 0.001: 0.001: 0.001:
Фоп: 275 : 275 : 275 :
Уоп: 9.00 : 9.00 : 9.00 :
:
:
Ви : 0.001: 0.001: 0.001:
Ки : 6016 : 6016 : 6016 :
Ви :
Ки :
Ви :
Ки :

```

y= -600 : Y-строка 29 Стаж= 0.039 долей ПДК (x= 0.0; напр.ветра= 11)

```

x= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----
Qс : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003: 0.003: 0.004: 0.004:

```

```

x= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----
Qс : 0.005: 0.006: 0.007: 0.009: 0.011: 0.014: 0.018: 0.024: 0.032: 0.039: 0.039: 0.032: 0.025: 0.019: 0.015: 0.011:

```

```

x= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----
Qс : 0.009: 0.007: 0.006: 0.005: 0.004: 0.004: 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.001: 0.001: 0.001:

```

```

x= 4600: 4800: 5000:
-----
Qс : 0.001: 0.001: 0.001:

```

y= -800 : Y-строка 30 Стаж= 0.024 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=355)

```

x= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----
Qс : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.002: 0.003: 0.003: 0.003: 0.004:

```

```

x= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----
Qс : 0.005: 0.005: 0.007: 0.008: 0.010: 0.012: 0.014: 0.018: 0.021: 0.024: 0.024: 0.021: 0.018: 0.015: 0.012: 0.010:

```

```

x= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:

```

[illegible]



[illegible]

|            |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
|------------|-------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--|
| x=         | -1800:                                                                        | -1600: | -1400: | -1200:   | -1000: | -800:  | -600:  | -400:  | -200:  | 0:     | 200:   | 400:   | 600:   | 800:   | 1000:  | 1200:  |  |
| Qc         | : 0.002:                                                                      | 0.002: | 0.002: | 0.002:   | 0.002: | 0.003: | 0.003: | 0.003: | 0.003: | 0.003: | 0.003: | 0.003: | 0.003: | 0.003: | 0.003: | 0.002: |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x=         | 1400:                                                                         | 1600:  | 1800:  | 2000:    | 2200:  | 2400:  | 2600:  | 2800:  | 3000:  | 3200:  | 3400:  | 3600:  | 3800:  | 4000:  | 4200:  | 4400:  |  |
| Qc         | : 0.002:                                                                      | 0.002: | 0.002: | 0.002:   | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x=         | 4600:                                                                         | 4800:  | 5000:  |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| Qc         | : 0.001:                                                                      | 0.001: | 0.001: |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| y= -3000 : | Y-строка 41    Смах=    0.002 долей ПДК (x=            0.0; напр.ветра=    2) |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x= -5000 : | -4800:                                                                        | -4600: | -4400: | -4200:   | -4000: | -3800: | -3600: | -3400: | -3200: | -3000: | -2800: | -2600: | -2400: | -2200: | -2000: |        |  |
| Qc         | : 0.001:                                                                      | 0.001: | 0.001: | 0.001:   | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.002: | 0.002: |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x=         | -1800:                                                                        | -1600: | -1400: | -1200:   | -1000: | -800:  | -600:  | -400:  | -200:  | 0:     | 200:   | 400:   | 600:   | 800:   | 1000:  | 1200:  |  |
| Qc         | : 0.002:                                                                      | 0.002: | 0.002: | 0.002:   | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x=         | 1400:                                                                         | 1600:  | 1800:  | 2000:    | 2200:  | 2400:  | 2600:  | 2800:  | 3000:  | 3200:  | 3400:  | 3600:  | 3800:  | 4000:  | 4200:  | 4400:  |  |
| Qc         | : 0.002:                                                                      | 0.002: | 0.002: | 0.002:   | 0.002: | 0.002: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x=         | 4600:                                                                         | 4800:  | 5000:  |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| Qc         | : 0.001:                                                                      | 0.001: | 0.001: |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| y= -3200 : | Y-строка 42    Смах=    0.002 долей ПДК (x=            0.0; напр.ветра=    2) |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x= -5000 : | -4800:                                                                        | -4600: | -4400: | -4200:   | -4000: | -3800: | -3600: | -3400: | -3200: | -3000: | -2800: | -2600: | -2400: | -2200: | -2000: |        |  |
| Qc         | : 0.001:                                                                      | 0.001: | 0.001: | 0.001:   | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.002: |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x=         | -1800:                                                                        | -1600: | -1400: | -1200:   | -1000: | -800:  | -600:  | -400:  | -200:  | 0:     | 200:   | 400:   | 600:   | 800:   | 1000:  | 1200:  |  |
| Qc         | : 0.002:                                                                      | 0.002: | 0.002: | 0.002:   | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x=         | 1400:                                                                         | 1600:  | 1800:  | 2000:    | 2200:  | 2400:  | 2600:  | 2800:  | 3000:  | 3200:  | 3400:  | 3600:  | 3800:  | 4000:  | 4200:  | 4400:  |  |
| Qc         | : 0.002:                                                                      | 0.002: | 0.002: | 0.002:   | 0.002: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x=         | 4600:                                                                         | 4800:  | 5000:  |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| Qc         | : 0.001:                                                                      | 0.001: | 0.001: |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| y= -3400 : | Y-строка 43    Смах=    0.002 долей ПДК (x=            0.0; напр.ветра=    2) |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x= -5000 : | -4800:                                                                        | -4600: | -4400: | -4200:   | -4000: | -3800: | -3600: | -3400: | -3200: | -3000: | -2800: | -2600: | -2400: | -2200: | -2000: |        |  |
| Qc         | : 0.001:                                                                      | 0.001: | 0.001: | 0.001:   | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: | 0.001: |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x=         | -1800:                                                                        | -1600: | -1400: | -1200:   | -1000: | -800:  | -600:  | -400:  | -200:  | 0:     | 200:   | 400:   | 600:   | 800:   | 1000:  | 1200:  |  |
| Qc         | : 0.001:                                                                      | 0.002: | 0.002: | 0.002:   | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: | 0.002: |  |
| -----      |                                                                               |        |        |          |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |
| x=         | 1400:                                                                         | 1600:  | 1800:  | 2000:    | 2200:  | 2400:  | 2600:  | 2800:  | 3000:  | 3200:  | 3400:  | 3600:  | 3800:  | 4000:  | 4200:  | 4400:  |  |
| Qc         | : 0.002:                                                                      | 0.002: | 0.002: | 0.001:</ |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |        |  |



```

-----:
x= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----:
Qc : 0.000: 0.000: 0.000: 0.000: 0.000: 0.000: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:
-----:
x= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----:
Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:
-----:
x= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----:
Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.000: 0.000:
-----:
x= 4600: 4800: 5000:
-----:
Qc : 0.000: 0.000: 0.000:
-----:

y= -5000 : Y-строка 51 Стах= 0.001 долей ПДК (x= 200.0; напр.ветра=359)
-----:
x= -5000 : -4800: -4600: -4400: -4200: -4000: -3800: -3600: -3400: -3200: -3000: -2800: -2600: -2400: -2200: -2000:
-----:
Qc : 0.000: 0.000: 0.000: 0.000: 0.000: 0.000: 0.000: 0.000: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:
-----:
x= -1800: -1600: -1400: -1200: -1000: -800: -600: -400: -200: 0: 200: 400: 600: 800: 1000: 1200:
-----:
Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:
-----:
x= 1400: 1600: 1800: 2000: 2200: 2400: 2600: 2800: 3000: 3200: 3400: 3600: 3800: 4000: 4200: 4400:
-----:
Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.000: 0.000: 0.000:
-----:
x= 4600: 4800: 5000:
-----:
Qc : 0.000: 0.000: 0.000:
-----:

```

Результаты расчета в точке максимума ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014  
Координаты точки : X= 200.0 м, Y= 0.0 м

Максимальная суммарная концентрация | Cs= 1.5231649 доли ПДКмр |

Достигается при опасном направлении 291 град.  
и скорости ветра 4.99 м/с  
Всего источников: 3. В таблице заказано вкладчиков не более чем с 95% вклада  
ВКЛАДЫ ИСТОЧНИКОВ

| Ном. | Код    | Тип  | Выброс | Вклад                       | Вклад в % | Сум. % | Коэф. влияния |
|------|--------|------|--------|-----------------------------|-----------|--------|---------------|
| 1    | 000201 | 6016 | П1     | 0.2148                      | 1.513087  | 99.3   | 7.0428567     |
|      |        |      |        | В сумме =                   | 1.513087  | 99.3   |               |
|      |        |      |        | Суммарный вклад остальных = | 0.010078  | 0.7    |               |

#### 7. Суммарные концентрации в узлах расчетной сетки.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :014 Жалагашский район.

Объект :0002 ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан добыв. скв.

Вар.расч. :1 Расч.год: 2026 (СП) Расчет проводился 20.05.2026 20:18

Группа суммации : \_\_П1=2902 Взвешенные частицы (116)

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)

2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)

Параметры расчетного прямоугольника No 1  
Координаты центра : X= 0 м; Y= 0 |  
Длина и ширина : L= 10000 м; B= 10000 м |  
Шаг сетки (dX=dY) : D= 200 м |

Фоновая концентрация не задана

Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.

Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 9.0(Умр) м/с

(Символ ^ означает наличие источника вблизи расчетного узла)

|     | 1     | 2     | 3     | 4     | 5     | 6     | 7     | 8     | 9     | 10    | 11    | 12    | 13    | 14    | 15    | 16    | 17    | 18    |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| *-- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- | ----- |
| 1-  | .     | .     | .     | .     | .     | .     | .     | 0.000 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| 2-  | .     | .     | .     | .     | 0.000 | 0.000 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| 3-  | .     | .     | .     | 0.000 | 0.000 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| 4-  | .     | .     | 0.000 | 0.000 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| 5-  | .     | .     | 0.000 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| 6-  | .     | 0.000 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| 7-  | 0.000 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| 8-  | 0.000 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 |
| 9-  | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.002 |
| 10- | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.001 | 0.002 | 0.002 | 0.002 |

[illegible]

|       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |         |       |       |       |     |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|---------|-------|-------|-------|-----|
| 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.002   | 0.002 | 0.002 | 0.002 | -11 |
| 0.002 | 0.002 | 0.002 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.002   | 0.002 | 0.002 | 0.002 | -12 |
| 0.002 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003   | 0.003 | 0.002 | 0.002 | -13 |
| 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.003 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.003 | 0.003 | 0.003   | 0.003 | 0.003 | 0.002 | -14 |
| 0.003 | 0.003 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.003   | 0.003 | 0.003 | 0.003 | -15 |
| 0.003 | 0.004 | 0.004 | 0.004 | 0.005 | 0.005 | 0.005 | 0.005 | 0.005 | 0.005 | 0.005 | 0.005 | 0.005 | 0.004 | 0.004 | 0.004   | 0.004 | 0.003 | 0.003 | -16 |
| 0.004 | 0.004 | 0.005 | 0.005 | 0.005 | 0.006 | 0.006 | 0.006 | 0.006 | 0.006 | 0.006 | 0.006 | 0.006 | 0.005 | 0.005 | 0.004   | 0.004 | 0.004 | 0.003 | -17 |
| 0.004 | 0.005 | 0.005 | 0.006 | 0.006 | 0.007 | 0.007 | 0.008 | 0.008 | 0.008 | 0.007 | 0.007 | 0.006 | 0.006 | 0.005 | 0.004   | 0.004 | 0.004 | 0.004 | -18 |
| 0.005 | 0.005 | 0.006 | 0.007 | 0.008 | 0.009 | 0.009 | 0.010 | 0.010 | 0.009 | 0.009 | 0.008 | 0.007 | 0.006 | 0.006 | 0.005   | 0.004 | 0.004 | 0.004 | -19 |
| 0.005 | 0.006 | 0.007 | 0.008 | 0.010 | 0.011 | 0.012 | 0.013 | 0.013 | 0.012 | 0.011 | 0.010 | 0.009 | 0.008 | 0.007 | 0.006   | 0.005 | 0.004 |       | -2  |
| 0.006 | 0.007 | 0.008 | 0.010 | 0.012 | 0.014 | 0.016 | 0.017 | 0.018 | 0.017 | 0.015 | 0.013 | 0.011 | 0.009 | 0.007 | 0.006   | 0.005 | 0.005 |       | -21 |
| 0.007 | 0.008 | 0.010 | 0.012 | 0.015 | 0.019 | 0.023 | 0.026 | 0.026 | 0.024 | 0.020 | 0.016 | 0.013 | 0.010 | 0.008 | 0.007   | 0.006 | 0.005 |       | -22 |
| 0.007 | 0.009 | 0.011 | 0.014 | 0.019 | 0.026 | 0.035 | 0.044 | 0.045 | 0.038 | 0.028 | 0.021 | 0.016 | 0.012 | 0.009 | 0.008   | 0.006 | 0.005 |       | -23 |
| 0.008 | 0.010 | 0.012 | 0.017 | 0.024 | 0.036 | 0.060 | 0.101 | 0.112 | 0.071 | 0.041 | 0.026 | 0.018 | 0.013 | 0.010 | 0.008   | 0.007 | 0.005 |       | -24 |
| 0.008 | 0.010 | 0.013 | 0.018 | 0.027 | 0.048 | 0.117 | 0.420 | 0.527 | 0.171 | 0.058 | 0.031 | 0.020 | 0.014 | 0.011 | 0.008   | 0.007 | 0.006 |       | -25 |
| 0.008 | 0.010 | 0.014 | 0.019 | 0.029 | 0.052 | 0.164 | 0.862 | 1.523 | 0.271 | 0.065 | 0.033 | 0.021 | 0.015 | 0.011 | 0.009   | 0.007 | 0.006 | C-26  |     |
| 0.008 | 0.010 | 0.013 | 0.018 | 0.027 | 0.045 | 0.097 | 0.306 | 0.342 | 0.127 | 0.052 | 0.030 | 0.020 | 0.014 | 0.011 | 0.008   | 0.007 | 0.006 | -27   |     |
| 0.008 | 0.009 | 0.012 | 0.016 | 0.023 | 0.033 | 0.053 | 0.083 | 0.080 | 0.056 | 0.036 | 0.024 | 0.017 | 0.013 | 0.010 | 0.008   | 0.007 | 0.005 | -28   |     |
| 0.007 | 0.009 | 0.011 | 0.014 | 0.018 | 0.024 | 0.032 | 0.039 | 0.039 | 0.032 | 0.025 | 0.019 | 0.015 | 0.011 | 0.009 | 0.007   | 0.006 | 0.005 | -29   |     |
| 0.007 | 0.008 | 0.010 | 0.012 | 0.014 | 0.018 | 0.021 | 0.024 | 0.024 | 0.021 | 0.018 | 0.015 | 0.012 | 0.010 | 0.008 | 0.007   | 0.006 | 0.005 | -30   |     |
| 0.006 | 0.007 | 0.008 | 0.010 | 0.011 | 0.013 | 0.015 | 0.016 | 0.016 | 0.015 | 0.014 | 0.012 | 0.010 | 0.008 | 0.007 | 0.006</ |       |       |       |     |

[illegible]

В целом по расчетному прямоугольнику:  
 Безразмерная макс. концентрация --->  $C_m = 1.5231649$   
 Достигается в точке с координатами:  $X_m = 200.0$  м  
 ( X-столбец 27, Y-строка 26)  $Y_m = 0.0$  м  
 При опасном направлении ветра : 291 град.  
 и "опасной" скорости ветра : 4.99 м/с

8. Результаты расчета по жилой застройке.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город : 016 Жалагашский район.

Объект : 0001 ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан добыв. скв.

Вер.расч. :1      Расч.год: 2026 (СП)      Расчет проводился 21.05.2026 23:31

Группа суммации : ПЛ=2902 Взвешенные частицы (116)

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)

2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027\*)

Расчет проводился по всем жилым зонам внутри расч. прямоугольника 001

Всего просчитано точек: 109

Фоновая концентрация не задана  
 Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.  
 Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 8.0(Умр) м/с

Расшифровка обозначений  
 | Qc - суммарная концентрация [доли ПДК] |  
 | Фоп- опасное направл. ветра [угл. град.] |  
 | Уоп- опасная скорость ветра [ м/с ] |  
 | Ви - вклад ИСТОЧНИКА в Qc [доли ПДК] |  
 | Ки - код источника для верхней строки Ви |

| ~~~~~~ | ~~~~~~ |  
 | -При расчете по группе суммации концентр. в мг/м3 не печатается |  
 | ~~~~~~ | ~~~~~~ |

y= 3410: 3472: 3532: 3307: 3272: 3272: 3654: 3472: 3672: 3203: 3722: 3672: 3141: 3272: 3472:  
 x= -2483: -2539: -2593: -2621: -2667: -2702: -2702: -2707: -2732: -2758: -2814: -2847: -2899: -2902: -2907:  
 Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:

y= 3791: 3078: 3672: 3072: 3732: 3272: 3472: 3050: 3672: 3672: 3072: 3272: 3472: 3022: 3583:  
 x= -2927: -3040: -3047: -3073: -3086: -3102: -3107: -3180: -3246: -3247: -3257: -3302: -3307: -3321: -3363:  
 Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:

y= 2900: 2872: 3072: 3493: 3272: 3472: 2872: 2778: 2672: 2649: 3403: 2520: 3072: 2472: 3297:  
 x= -3427: -3452: -3457: -3479: -3502: -3507: -3531: -3533: -3582: -3592: -3596: -3650: -3657: -3672: -3681:  
 Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:

y= 2472: 3272: 2391: 2672: 2872: 2287: 2272: 3191: 2184: 2072: 2062: 3085: 3072: 2072: 1941:  
 x= -3701: -3702: -3709: -3711: -3731: -3759: -3766: -3767: -3809: -3846: -3849: -3852: -3857: -3888: -3890:  
 Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:

y= 2975: 2472: 2272: 2672: 2872: 2866: 1872: 1847: 1872: 2863: 2072: 1753: 2472: 2272: 2672:  
 x= -3893: -3901: -3906: -3911: -3931: -3934: -3963: -3990: -4014: -4037: -4088: -4090: -4101: -4106: -4111:  
 Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:

y= 2860: 1672: 1659: 1872: 1484: 2716: 2072: 1472: 2472: 2272: 2672: 1672: 2572: 1872: 1515:  
 x= -4140: -4177: -4190: -4214: -4227: -4271: -4288: -4290: -4301: -4306: -4311: -4319: -4402: -4414: -4415:  
 Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:

y= 1609: 2072: 2472: 2272: 1672: 1703: 2431: 1872: 1784: 2291: 2072: 2272: 2219: 1865: 1872:  
 x= -4477: -4488: -4501: -4506: -4519: -4540: -4540: -4614: -4674: -4678: -4688: -4706: -4787: -4809: -4814:  
 Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:

y= 1934: 2041: 2072: 2147:  
 x= -4871: -4884: -4888: -4896:  
 Qc : 0.001: 0.001: 0.001: 0.001:

Результаты расчета в точке максимума ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014  
 Координаты точки : X= -2483.0 м, Y= 3410.0 м

Максимальная суммарная концентрация | Cs= 0.0010581 доли ПДКмр |  
 ~~~~~~

Достигается при опасном направлении 142 град.
 и скорости ветра 8.00 м/с

Всего источников: 3. В таблице заказано вкладчиков не более чем с 95% вклада
 ВКЛАДЫ ИСТОЧНИКОВ

Ном.	Код	Тип	Выброс	Вклад	Вклад в %	Сум. %	Коэф. влияния
1	000101 6016	П1	0.2148	0.000991	93.7	93.7	0.004614976
2	000101 6005	П1	0.0123	0.000052	4.9	98.6	0.004260323
			В сумме =	0.001044	98.6		
			Суммарный вклад остальных =	0.000014	1.4		

9. Результаты расчета по границе санзоны.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :014 Жалагашский район.

Объект :0002 ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан добыв. скв.

Вар.расч. :1 Расч.год: 2026 (СП) Расчет проводился 20.05.2026 20:18

Группа суммации : __ПЛ=2902 Взвешенные частицы (116)

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)

2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Расчет проводился по всем санитарным зонам внутри расч. прямоугольника 001

Всего просчитано точек: 115

Фоновая концентрация не задана

Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.

Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 9.0(Умр) м/с

Расшифровка обозначений																
	Qc - суммарная концентрация [доли ПДК]															
	Фоп- опасное направл. ветра [угл. град.]															
	Уоп- опасная скорость ветра [м/с]															
	Ви - вклад ИСТОЧНИКА в Qc [доли ПДК]															
	Ки - код источника для верхней строки Ви															
~~																
	-При расчете по группе суммации концентр. в мг/м3 не печатается															
~~																
y=	-16:	47:	109:	169:	226:	389:	551:	713:	876:	1038:	1200:	1363:	1525:	1687:	1850:	
x=	-1554:	-1551:	-1541:	-1524:	-1498:	-1415:	-1332:	-1249:	-1166:	-1083:	-1000:	-917:	-834:	-751:	-668:	
Qc :	0.007:	0.007:	0.007:	0.007:	0.007:	0.008:	0.008:	0.008:	0.008:	0.008:	0.007:	0.007:	0.006:	0.006:	0.005:	
~~																
y=	1904:	1955:	2000:	2039:	2072:	2098:	2117:	2128:	2147:	2167:	2186:	2188:	2189:	2182:	2168:	
x=	-637:	-599:	-556:	-507:	-453:	-396:	-336:	-274:	-101:	72:	246:	261:	324:	386:	447:	
Qc :	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.004:	0.005:	0.005:	0.004:	0.004:	0.004:	0.004:	0.004:	0.004:	
~~																
y=	2146:	2117:	2009:	1902:	1795:	1688:	1580:	1473:	1366:	1259:	1151:	1044:	937:	830:	722:	
x=	506:	562:	730:	899:	1067:	1236:	1404:	1573:	1741:	1910:	2078:	2247:	2415:	2584:	2752:	
Qc :	0.004:	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.004:	0.004:	0.004:	0.004:	0.003:	0.003:	
~~																
y=	615:	578:	535:	487:	434:	377:	317:	255:	193:	-5:	-203:	-401:	-599:	-797:	-994:	
x=	2921:	2971:	3017:	3057:	3091:	3117:	3137:	3148:	3152:	3152:	3152:	3151:	3151:	3151:	3151:	
Qc :	0.003:	0.003:	0.003:	0.003:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	
~~																
y=	-1192:	-1390:	-1442:	-1504:	-1564:	-1621:	-1675:	-1724:	-1768:	-1806:	-1904:	-2003:	-2101:	-2199:	-2298:	
x=	3150:	3150:	3147:	3137:	3119:	3093:	3061:	3022:	2977:	2927:	2774:	2621:	2468:	2316:	2163:	
Qc :	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	
~~																
y=	-2396:	-2494:	-2592:	-2625:	-2651:	-2670:	-2680:	-2683:	-2679:	-2666:	-2645:	-2572:	-2498:	-2424:	-2350:	
x=	2010:	1858:	1705:	1651:	1594:	1534:	1472:	1409:	1347:	1285:	1226:	1047:	869:	690:	512:	
Qc :	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.002:	0.003:	0.003:	0.003:	0.003:	0.003:	0.004:	
~~																
y=	-2276:	-2202:	-2128:	-2054:	-2049:	-2020:	-1984:	-1942:	-1799:	-1656:	-1513:	-1370:	-1227:	-1084:	-940:	
x=	333:	155:	-24:	-202:	-215:	-271:	-322:	-369:	-502:	-635:	-768:	-902:	-1035:	-1168:	-1301:	
Qc :	0.004:	0.004:	0.004:	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.005:	0.006:	0.006:	0.007:	0.007:	0.007:	0.007:	
~~																
y=	-891:	-836:	-778:	-718:	-565:	-413:	-260:	-107:	-79:	-16:						
x=	-1339:	-1371:	-1395:	-1412:	-1445:	-1477:	-1510:	-1543:	-1548:	-1554:						
Qc :	0.007:	0.007:	0.007:	0.007:	0.007:	0.007:	0.007:	0.007:	0.007:	0.007:						
~~																

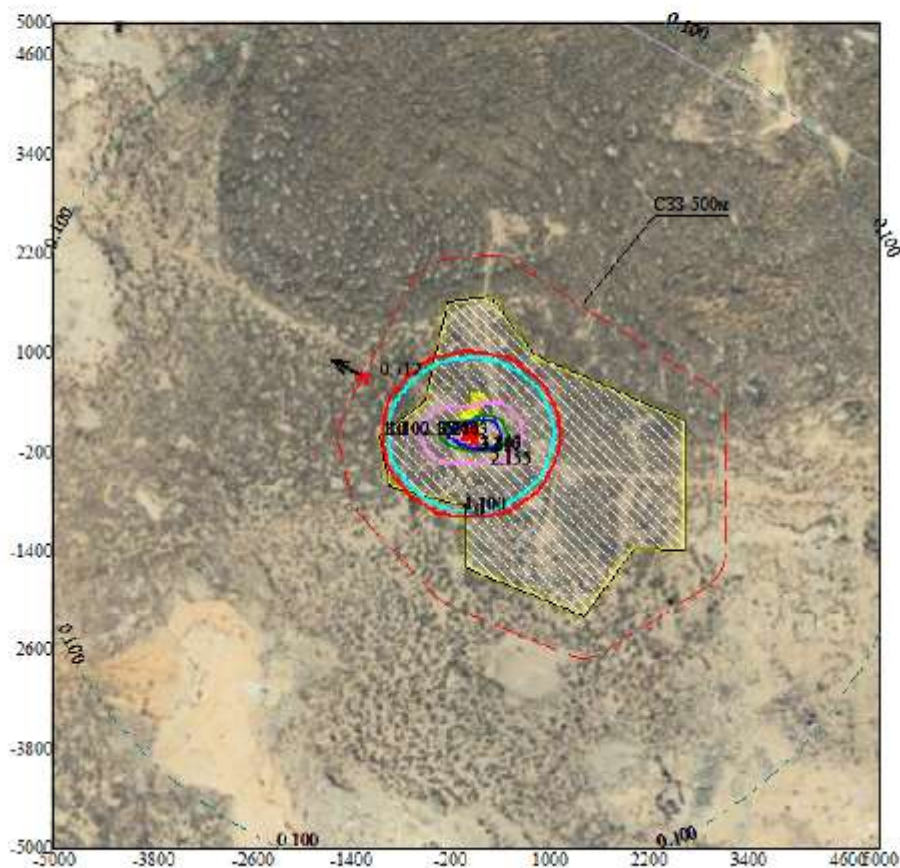
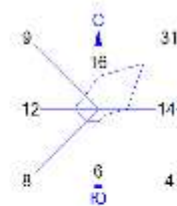
Результаты расчета в точке максимума ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
Координаты точки : X= -1249.0 м, Y= 713.0 м

Максимальная суммарная концентрация | Cs= 0.0079583 доли ПДКмр |

Достигается при опасном направлении 117 град.
и скорости ветра 9.00 м/с
Всего источников: 3. В таблице заказано вкладчиков не более чем с 95% вклада
ВКЛАДЫ ИСТОЧНИКОВ

Ном.	Код	Тип	Выброс	Вклад	Вклад в %	Сум. %	Коэф. влияния
1	000201	6016	П1	0.2148	0.007514	94.4	0.034976095
2	000201	6005	П1	0.0124	0.000334	4.2	0.027000222
В сумме =				0.007849	98.6		
Суммарный вклад остальных =				0.000110	1.4		

Город : 014 Теренозекский район
 Объект : 0002 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_добыв. скв Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
 6007 0301+0330



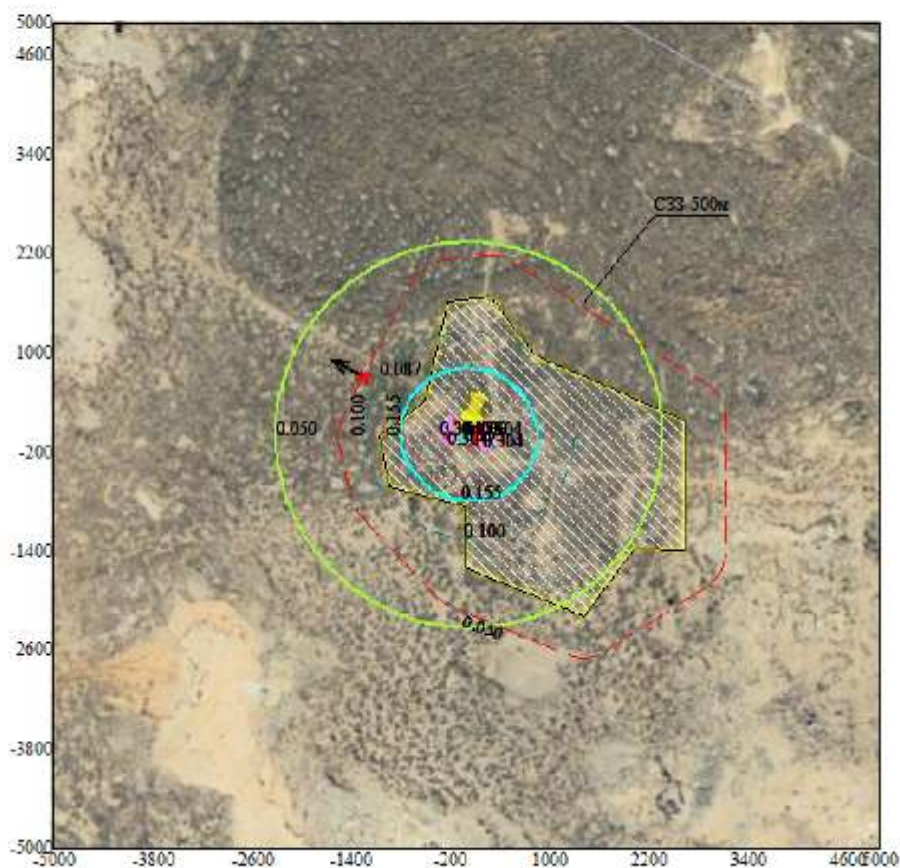
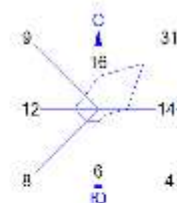
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максимальное значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.100 ПДК
 1.0 ПДК
 1.100 ПДК
 2.155 ПДК
 3.210 ПДК
 3.843 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73520

Макс концентрация 11.4628939 ПДК достигается в точке $x=200$ $y=0$
 При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 1.04 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 для расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51
 Расчет на существующее положение.

Город : 014 Тереозекский район
 Объект : 0002 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_добыв. скв Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
 6037 0333+1325



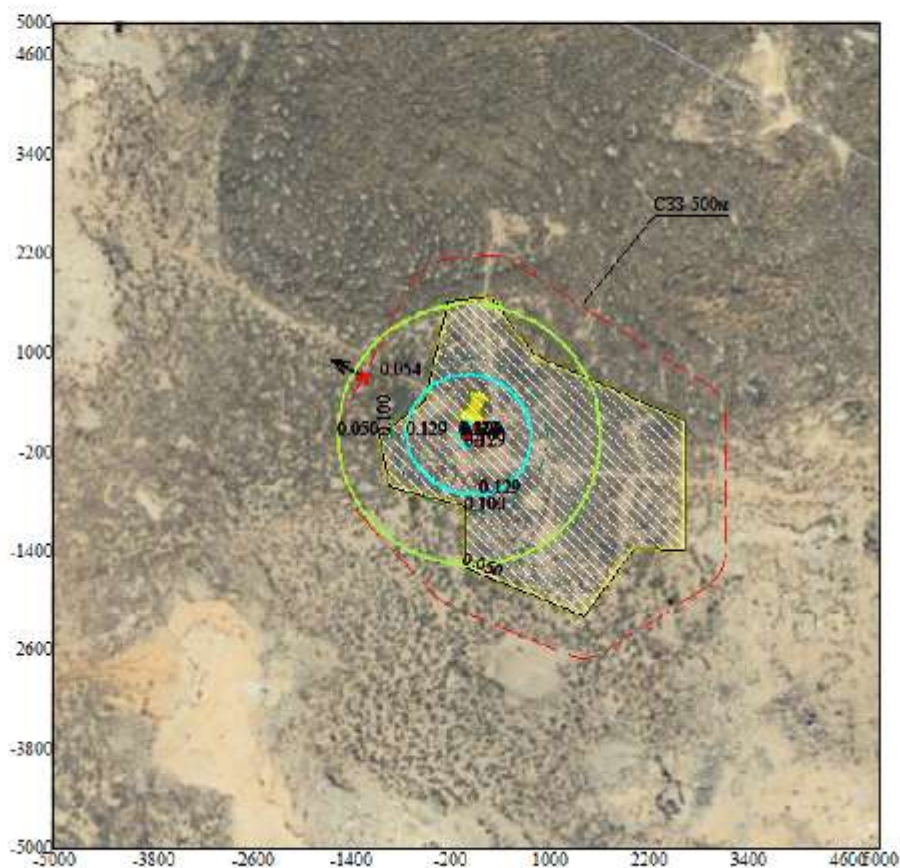
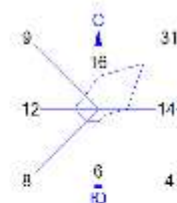
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максимальное значение концентрации
 Расчетный прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.155 ПДК
 0.304 ПДК

0 735 2205 м.
 Масштаб 1:73520

Макс концентрация 0.3324033 ПДК достигается в точке $x = -200$, $y = 0$
 При опасном направлении 85° и скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51'51
 Расчет на существующее положение.

Город : 014 Теренозекский район
 Объект : 0002 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_добыв. скв Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
 6044 0330+0333



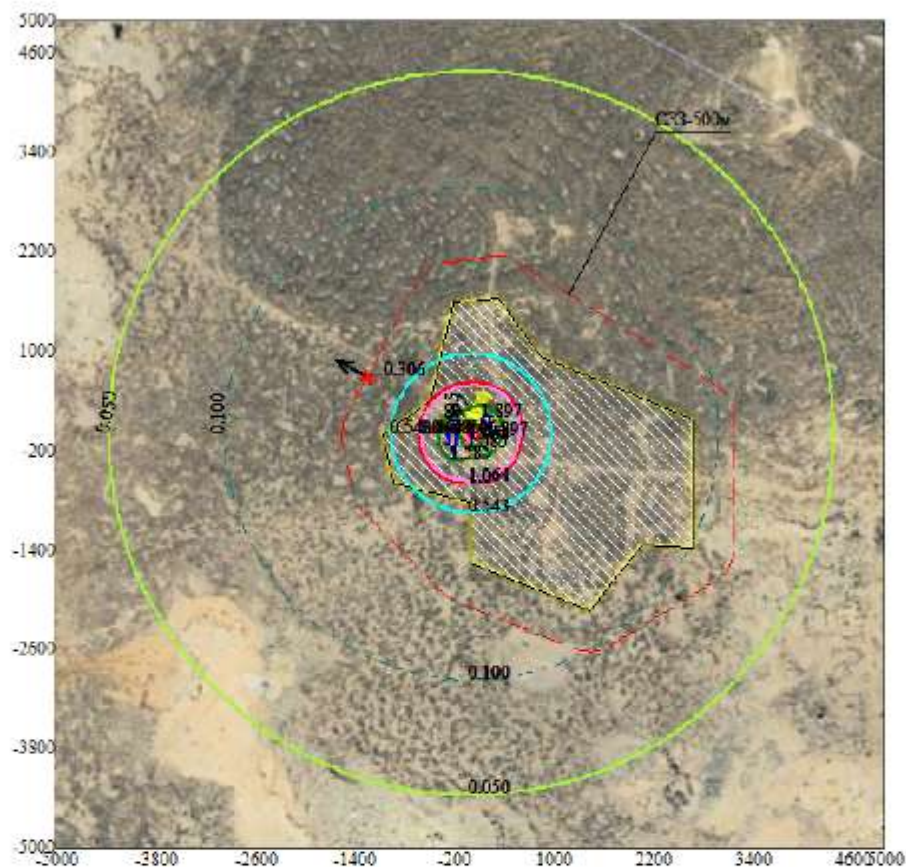
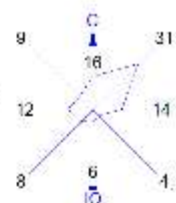
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максимальное значение концентрации
 Расчетный прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.129 ПДК

0 735 2205м.
 Масштаб 1:73520

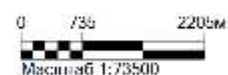
Макс концентрация 0.2122662 ПДК достигается в точке $x = -200$, $y = 0$
 При опасном направлении 85° и средней скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51
 Расчет на существующее положение.

Город : 014 Теренозекский район
 Объект : 0002 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_ эксплуатация (год макс. добычи) Вар.№ 3
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6007 0301+0330



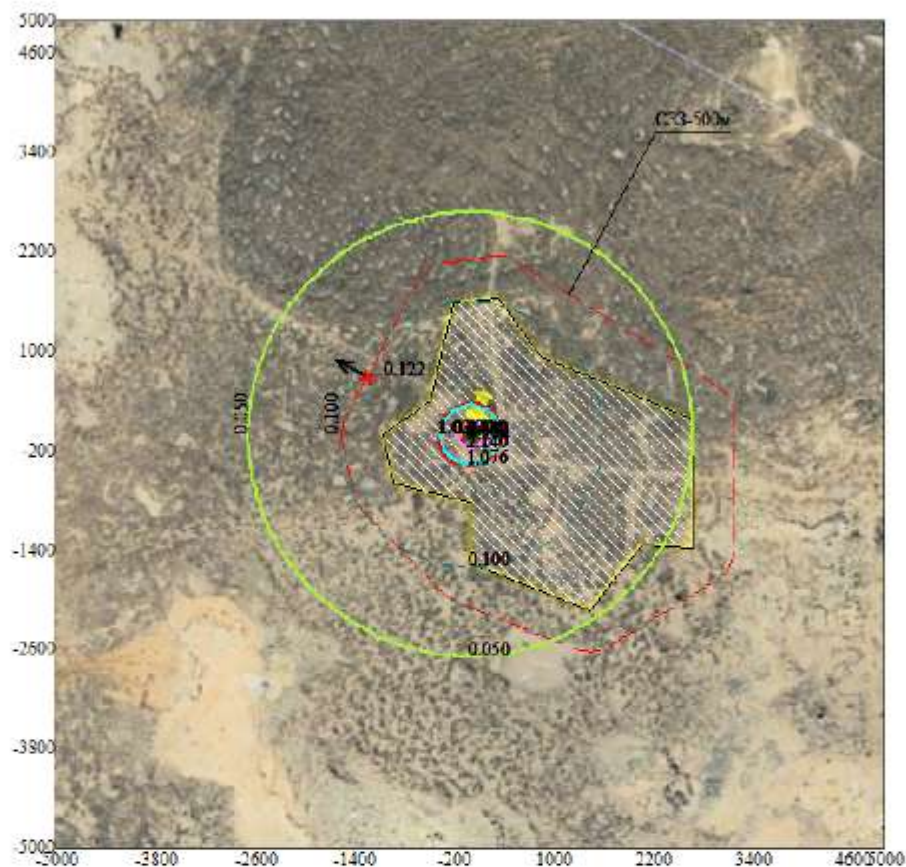
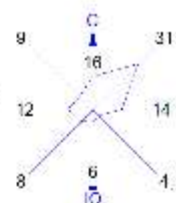
Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значения концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.543 ПДК
 1.0 ПДК
 1.084 ПДК
 1.585 ПДК
 1.897 ПДК



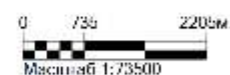
Макс концентрация 2.1057581 ПДК достигнута в точке $x=-200$ $y=0$
 При опасном направлении 85° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51761
 Расчет на существующее положение.

Город : 014 Теренозекский район
 Объект : 0002 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_ эксплуатация (год макс. добычи) Вар.№ 3
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6037 0333+1325



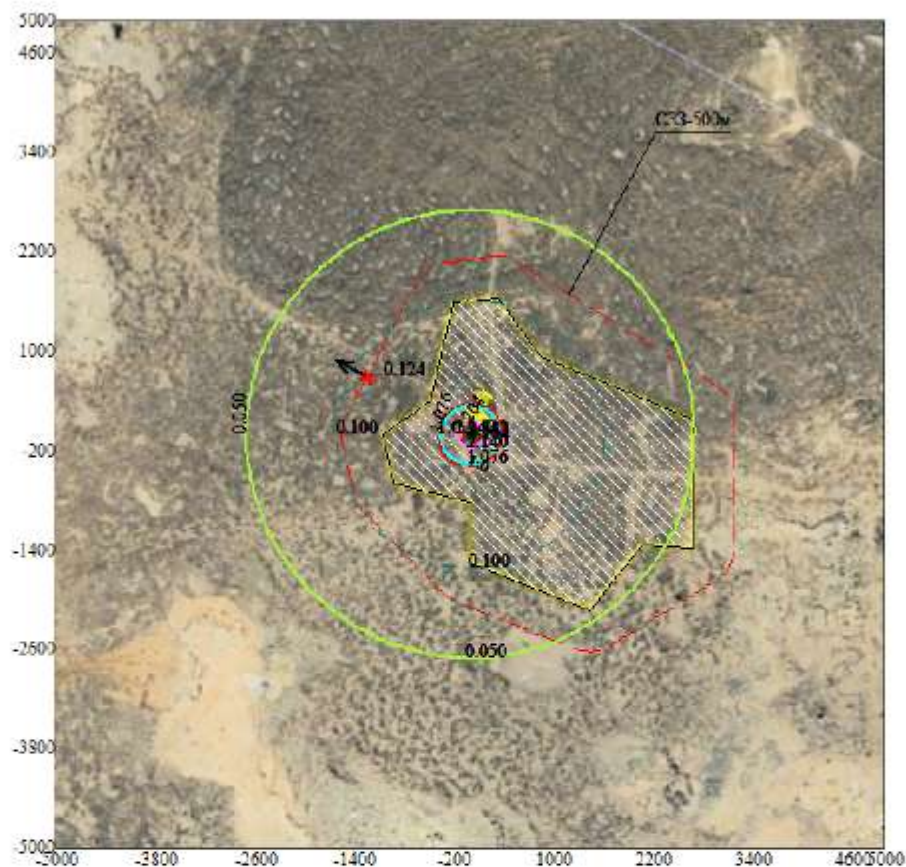
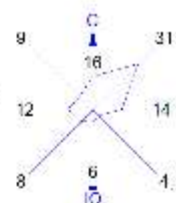
Условные обозначения:
 — Территория предприятия
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значения концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.076 ПДК
 — 2.140 ПДК
 — 3.204 ПДК
 — 3.843 ПДК



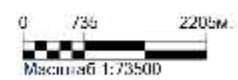
Макс концентрация 4.2685599 ПДК достигнута в точке $x=0$, $y=0$
 При опасном направлении 231° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51
 Расчет на существующее положение.

Город : 014 Теренозекский район
 Объект : 0002 ТОО "Саутс-Ойл" _ПРМ Есжан_ эксплуатация (год макс. добычи) Вар.№ 3
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6044 0330+0333



Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значения концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 1.0 ПДК
 1.076 ПДК
 2.140 ПДК
 3.254 ПДК
 3.843 ПДК



Макс концентрация 4.2584417 ПДК достигнута в точке $x=0$, $y=0$
 При опасном направлении 231° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51
 Расчет на существующее положение.

РАЗРЕШИТЕЛЬНЫЕ И ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Номер: KZ34VWF00591828

Дата: 19.06.2026

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИИИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯ ТЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ
ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ»
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

120008, Кызылорда қаласы, Желтоқсан көшесі, 124
 тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс: 23-06-80
 e-mail: kvzyrorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

120008, город Кызылорда, ул. Желтоқсан, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс: 23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecoderp@ecodep.gov.kz

№ _____ 2026 год

ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Заключение
об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду
и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

На рассмотрение представлены:

- Заявление о намечаемой деятельности;
- Приложения к Заявлению о намечаемой деятельности.

Материалы поступили на рассмотрение 26.05.2026 г. вх. №KZ71RYS01745772.

Общие сведения. В административном отношении месторождение Есжан расположено в Жалагашском районе Кызылординской области Республики Казахстан. Право на проведение Добычи углеводородного сырья на месторождении Есжан в пределах блоков XXVII-37-А (частично), В (частично) расположено в пределах Кызылординской области Республики Казахстан предоставлено ТОО «САУТС-ОЙЛ» в соответствии с Контрактом №4510-УВС-МЭ от 22.09.2017 г. сроком на 25 лет.

Границы Контрактной территории определены горным отводом, площадь составляет 8,36 км² с глубиной – до абсолютной отметки -2007,7 м.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Есжан: 1) с.ш. 46°34'00" в.д. 64°39'48"; 2) с.ш. 46°34'02" в.д. 64°40'12"; 3) с.ш. 46°33'39" в.д. 64°40'37"; 4) с.ш. 46°33'14" в.д. 64° 42'02"; 5) с.ш. 46°32'24" в.д. 64°42'16"; 6) с.ш. 46°32'25" в.д. 64°41'33"; 7) с.ш. 46°31'59" в.д. 64°41'04"; 8) с.ш. 46° 32'18" в.д. 64°39'58"; 9) с.ш. 46°32'41" в.д. 64°39'58"; 10) с.ш. 46°32'49" в.д. 64°39'15"; 11) с.ш. 46°33'08" в.д. 64°39'09"; 12) с.ш. 46°33'21" в.д. 64°39'35".

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 195 км), г. Жезказган (к северо-востоку 210 км), станция Жусалы (к юго-западу 100 км), поселок Жалагаш (к югу 160 км). В 40 км к востоку расположено крупное газонефтяное месторождение Кумколь.

Асфальтированные дороги в пределах площади отсутствуют, дорожная сеть представлена только грунтовыми дорогами, труднопроходимыми в период дождливых зимнего и весеннего сезонов. Местные источники электроснабжения отсутствуют.

Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Линии телефонной связи отсутствуют, связь поддерживается рациями. Возможность выбора других мест осуществления намечаемой деятельности не предусматривается ввиду территориальной привязки данного участка недр к контракту на добычу углеводородного сырья на месторождении Есжан.

Краткое описание намечаемой деятельности. Намечаемой деятельности предусматривается месторождение Есжан открыто в 2009 г. в результате бурения скважины 2, где был получен фонтанирующий приток нефти из среднеюрских отложений (дошанская свита). В настоящее время эксплуатация месторождения Есжан осуществляется в рамках



«Технологической схемы разработки...» на естественном режиме истощения. Согласно утвержденному документу выделен 1 объект на месторождении (горизонты Ю-IV-A+Б) и находится в эксплуатации.

Всего по месторождению подсчитанные начальные запасы УВ по состоянию на 01.01.2025 г. составили в следующих количествах и по категориям: нефть: С1– 1583 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые –384 тыс. т.; С2 –1152 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые – 211 тыс. т. растворенный газ: С1– 153,3 млн.м3 геологические, в том числе извлекаемые – 37,2 млн.м3; С2 – 142,1 млн.м3 геологические, в том числе извлекаемые – 25,9 млн.м3.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в ПРМ рассмотрены 3 варианта разработки (базовый, рекомендуемый и альтернативный).

Вариант 1 - базовый, разработка месторождения осуществляется на режиме истощения пластовой энергии с существующим добывающим фондом.

Вариант 2 - рекомендуемый, система разработки аналогична первому варианту. Дополнительно в 2026г. запроектировано бурение 7 эксплуатационных скважин, также в целях доразведки - бурение 2 оценочных и 1 поисковой скважины.

Вариант 3 - разработка месторождения осуществляется с ППД, путем перевода 3 скважин под нагнетание воды, также в 2027 г. - дополнительное бурение 4 эксплуатационных скважин, всего бурение 11 добывающих скважин и 3 скважин на доразведку по данному варианту.

Таким образом по максимальному варианту разработки месторождения Есжан предполагается бурение 14 новых скважин в 2026-2027гг., а также ввод из консервации и ввод из наблюдательного фонда 4 скважин. По варианту 3 разработки максимальный фонд добывающих скважин на конец года составит 15 единиц.

Согласно проектным решениям, максимальный уровень добычи для всех 3 вариантов не превышает 46 тыс.тонн/год в случае нефти, и не более 8,5 млн.м3/год в случае нефтяного газа.

Атмосферный воздух.

На период строительства добывающих, оценочных и поисковой скважин, а также при работах по расконсервации и выводу из наблюдательного фонда на месторождении Есжан.

На этапе проведения строительно-монтажных и подготовительных работ (СМР) количество источников выбросов загрязняющего вещества составит 6 единиц, из них 4 источника загрязнения, расположенные на площадке бурения скважины – неорганизованные, и соответственно 2 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. №0001 – сварочный агрегат АДД
- ист. №0002 - дизельная электростанция АД-200

Неорганизованные источники:

- ист. №6001 - планировочные работы (бульдозер);
- ист. №6002 - выемочно-погрузочные работы (экскаватор);
- ист. №6003 – уплотнение грунта (катки);
- ист. №6004 - работа машин и механизмов (строительная техника, работающая на д/т).

При проведении работ по бурению и креплению скважины, выявлено 19 источников загрязнения, 7 источников организованные, остальные 12 – неорганизованные, из них:

Организованные источники:

- ист. №№0003-0004 – Дизель генератор привода буровой установки САТ 3406 (2 ед.);
- ист. №№0005-0006 – Дизель генератор привода буровых насосов PZ12V190B (2 ед.);
- ист. №0007 – Цементировочный агрегат ЯМЗ-236HE2;
- ист. №0008 – Паровой котел;
- ист. №0009 – Дизельная электростанция АД-200;

Неорганизованные источники:

- ист. №6005 – узел разгрузки цемента (приготовление раствора);



- ист. №6006 – склад хранения хим. реагентов;
- ист. №6007 – емкость для хранения бурового раствора;
- ист. №6008 – система очистки бурового раствора;
- ист. №6009 – насос для заправки бурового раствора в емкости;
- ист. №6010 – контейнер для хранения бурового шлама;
- ист. №6011 – насос для подачи ГСМ к дизелям;
- ист. №6012 – емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. №6013 – емкость для хранения масла;
- ист. №6014 – емкость для хранения пластовой жидкости;
- ист. №6015 – сварочный пост;
- ист. №6016 – ремонтная-мастерская.

На стадии проведения работ по испытанию оценочной скважины, включая методы интенсификации притока (СКО, ГРП) количество источников загрязнения составит 17 единиц, из них 10 организованных и 7 неорганизованных:

Организованные источники:

- ист. №0010 – факел;
- ист. №0011 – установка для освоения (испытания) ЯМЗ-6581.10-06;
- ист. №0012 – цементирувочный агрегат ЦА-320М;
- ист. №0013 – дизельная электростанция АД-200;
- ист. №№0014-0015 – насосный агрегат КТГJ70-12 (2 ед.);
- ист. №0016 – установка смесительная МС-600;
- ист. №0017 – УНЦ-200х50; - ист. №0018 – цементирувочный агрегат ЦА-320М;
- ист. №0019 – емкости для нефти.

Неорганизованные источники:

- ист. №6017 – скважина (ЗРА и ФС);
- ист. №6018 – нефтегазосепаратор;
- ист. №6019 – насос для подачи ГСМ к дизелям;
- ист. №6020 – пункт налива нефти; - ист. №6021 – емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. №6022 – емкость для хранения масла;
- ист. №6023 – узел разгрузки цемента.

На период регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (на год максимальной добычи, по варианту 3) общее количество источников загрязнения атмосферы составит 54 источника, из которых:

Организованные:

- ист. № 0101, 0102 - Печи подогрева ПП-0,63
- ист. № 0103, 0104 - Газотурбинная электростанция ПАЭС
- ист. № 0105-0108 - Накопительные емкости для нефти
- ист. № 0109 - ДЭС типа А-41
- ист. № 0110 - Емкость V-1,0 м³ для дизельного топлива
- ист. № 0111 - Емкость для масла
- ист. № 0112-0115 - Продувочные свечи
- ист. № 0116 - Цементирувочный агрегат ЦА-320
- ист. № 0117 - Установка для ремонта скважин (КРС)
- ист. № 0118 - Котельные
- ист. № 0119 - Пропарочный агрегат

Неорганизованные:

- ист. № 6101-6115 - Площадка устья скважин (ЗРА, ФС, ПК)
- ист. № 6116-6117 - Нефтегазосепараторы НГС-80
- ист. № 6118 - Блок подготовки топливного газа БПТГ-0,1
- ист. № 6119-6121 - Насосы НБ-125
- ист. № 6122-6123 - Автоналивная (стояк налива нефти)



- ист. № 6124-6125 - Дренажная емкость
- ист. № 6126-6128 - Дожимные компрессорные станции
- ист. № 6129-6131 - Выкидные линии
- ист. № 6132-6134 - Межплощадочные трубопроводы
- ист. № 6135 - Узел разгрузки цемента (приготовление раствора).

Краткая характеристика компонентов окружающей среды.

Выбросы. На период реализации работ (по макс. варианту 3) по бурению 11 новых добывающих скважин, расконсервации 4 скважин, бурению с испытанием 2 оценочных скважин и 1 поисковой скважины на доразведку ожидается поступление следующих выбросов загрязняющих веществ по 29 наименованиям с различными классами опасности: Железо (II, III) оксиды (3 класс) 4,7786 г/сек, 21,9544 т/год; Калий хлорид (4 класс) 0,2954 г/сек, 1,3971 т/год; Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (2 класс) 0,1462 г/сек, 0,6182 т/год; ди Натрий карбонат (3 класс) 0,0392 г/сек, 0,1867 т/год; Азота (IV) диоксид (2 класс) 109,8866 г/сек, 559,0681 т/год; Азот (II) оксид (3 класс) 130,4236 г/сек, 637,0752 т/год; Сажа (3 класс) 19,8565 г/сек, 118,4383 т/год; Сера диоксид (3 класс) 38,5540 г/сек, 186,7400 т/год; Сероводород (2 класс) 0,0069 г/сек, 0,1607 т/год; Углерод оксид (4 класс) 97,6312 г/сек, 694,7844 т/год; Фтористые газообразные соединения (2 класс) 0,0149 г/сек, 0,0034 т/год; Фториды неорганические плохо растворимые (2 класс) 0,0661 г/сек, 0,0149 т/год; Пентан (4 класс) 0,0053 г/сек, 0,2195 т/год; Метан (ОБУВ) 0,3036 г/сек, 8,6270 т/год; Изобутан (4 класс) 0,0077 г/сек, 0,3190 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 (ОБУВ) 3,9588 г/сек, 28,4271 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 (ОБУВ) 3,0933 г/сек, 8,5926 т/год; Бензол (2 класс) 0,0177 г/сек, 0,0806 т/год; Диметилбензол (3 класс) 0,0056 г/сек, 0,0253 т/год; Метилбензол (3 класс) 0,0112 г/сек, 0,0507 т/год; Бенз /а/пирен (1 класс) 0,000004 г/сек, 0,00002 т/год; Хлорэтилен (1 класс) 0,0001 г/сек, 0,0002 т/год; Проп-2-ен-1- аль (2 класс) 4,0090 г/сек, 19,4422 т/год; Формальдегид (2 класс) 4,0090 г/сек, 19,4422 т/год; Масло минеральное нефтяное (ОБУВ) 0,0023 г/сек, 0,0072 т/год; Алканы C12-19 (4 класс) 45,9659 г/сек, 238,1922 т/год; Взвешенные частицы (3 класс) 1,1668 г/сек, 5,6006 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 9,8132 г/сек, 50,7261 т/год; Пыль абразивная (ОБУВ) 0,2484 г/сек, 1,1919 т/год.

Таким образом, суммарные валовые выбросы за период реализации отдельных видов работ по 18 скважинам на 2026-2027гг. на месторождении Есжан составят 2601,38605 тонн/пер. Перечень загрязняющих веществ по каждой скважине представлен в приложении (дополнительных материалах) к настоящему ЗоНД.

На период регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (на год максимальной добычи) ожидаются выбросы 19 наименований загрязняющих веществ в количестве 157,5697 тонн/год, из которых: Азота (IV) диоксид (2 класс) 1,9534 г/сек, 23,7349 т/год; Азот (II) оксид (3 класс) 2,0058 г/сек, 20,8560 т/год; Сажа (3 класс) 0,2473 г/сек, 2,4922 т/год; Сера диоксид (3 класс) 0,6966 г/сек, 8,2187 т/год; Сероводород (2 класс) 0,0131 г/сек, 0,4722 т/год; Углерод оксид (4 класс) 3,1708 г/сек, 47,1127 т/год; Пентан (4 класс) 0,0119 г/сек, 0,5623 т/год; Метан (ОБУВ) 0,5138 г/сек, 14,1652 т/год; Изобутан (4 класс) 0,0171 г/сек, 0,8117 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 (ОБУВ) 13,2254 г/сек, 27,2861 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 (ОБУВ) 1,3925 г/сек, 4,3524 т/год; Бензол (2 класс) 0,0060 г/сек, 0,0564 т/год; Диметилбензол (3 класс) 0,0019 г/сек, 0,0177 т/год; Метилбензол (3 класс) 0,0038 г/сек, 0,0355 т/год; Проп-2- ен-1-аль (2 класс) 0,0594 г/сек, 0,5980 т/год; Формальдегид (2 класс) 0,0594 г/сек, 0,5980 т/год; Масло минеральное нефтяное (ОБУВ) 0,0003 г/сек, 0,0002 т/год; Алканы C12-19 (4 класс) 0,6247 г/сек, 6,0067 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 0,0061 г/сек, 0,1928 т/год.

Водные ресурсы. На период реализации работ (по макс. варианту 3) по бурению 11 новых добывающих скважин, расконсервации 4 скважин, бурению с испытанием 2 оценочных скважин и 1 поисковой скважины на доразведку ориентировочные объемы составят: водопотребление – порядка 26642, 16 м3/пер, объем водоотведения – порядка 20899,77 м3/пер, безвозвратное потребление и потери воды – порядка 5742,39 м3/пер.



На период регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (на год максимальной добычи) ориентировочные объемы составят: водопотребление – порядка 2152,45 м3/пер, объем водоотведения – порядка 1743,99 м3/пер, безвозвратное потребление и потери воды – порядка 408,46 м3/пер.; операций, для которых планируется использование водных ресурсов Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик), из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором.

Производственно-ливневые сточные воды представлены водами, образующимися в процессе работ промысла и ливневыми стоками.

Система производственно-ливневой канализации предназначена для сбора дождевых вод с технологической площадки с твердым покрытием и с обвалованных участков через дождеприёмные колодцы и приямки.

Все производственные стоки, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, собираются в подземную металлическую емкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе.

Описание отходов. На период реализации работ (по макс. варианту 3) по бурению 11 новых добывающих скважин, расконсервации 4 скважин, бурению с испытанием 2 оценочных скважин и 1 поисковой скважины на доразведку ожидается образование отходов всего порядка 10594,5261 тонн/пер, в том числе: Промасленная ветошь 4,2291 т/пер; Отработанные масла 121,5180 т/пер; Отработанные ртутьсодержащие лампы 0,0326 т/пер; Металлические емкости из под масла 39,1980 т/пер; Отработанные масляные фильтры 5,4000 т/пер; Тара из-под химреагентов 8,1000 т/пер; Буровой шлам 5024,1598 т/пер; Отработанный буровой раствор 5287,0621 т/пер; Отработанные аккумуляторы 2,0959 т/пер; Отходы соляно-кислотной отработки 40,8960 т/пер; Огарки сварочных электродов 0,0675 т/пер; Твердо-бытовые отходы 16,7671 т/пер; Металлолом 45,0000 т/пер.

На период регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (на год максимальной добычи) ожидается образование отходов всего порядка 92,3412 тонн/год, в том числе: Промасленная ветошь 0,4445 т/год; Отработанные масла 3,7378 т/год; Отработанные ртутьсодержащие лампы 0,0117 т/год; Нефтешлам 74,8126 т /год; Замазученный грунт 3,7500 т/год; Металлические емкости из под масла 1,2060 т/год; Отработанные масляные фильтры 0,5000 т/год; Тара из-под химреагентов 0,7500 т/год; Отработанные аккумуляторы 0, 6250 т/год; Огарки сварочных электродов 0,0038 т/год; Твердо-бытовые отходы 3,0000 т/год; Металлолом 3, 5000 т/год.

Временное хранение сроком не более шести месяцев предусматривается в специально емкостях и на площадках с твердым (водонепроницаемым) покрытием на территориях проведения работ. По мере накопления передается специализированным организациям по договорам.

Намечаемая деятельность объекта относится к I категории (разведка и добыча углеводородов) в соответствии с пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г. (далее – Кодекс).

Во время проведения скрининга для сбора замечаний и предложений общественности представленное заявление о намечаемой деятельности опубликовано на портале «Единый экологический портал», а также направлено в заинтересованные государственные органы.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду.

Возможные воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, предусмотренные п.25 Главы 3 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 30.07.2021 г. №280 прогнозируются. Таким образом, необходимо проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду, в соответствии со следующими обоснованиями.



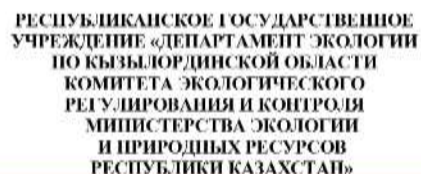
- При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протоколу, размещённого на портале «Единый экологический портал».

Н.Өмірсерікұлы

2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды қжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі записмен тең қжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электронды қжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексеру аласыз.

Еңт қосалма пункт 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе, документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.





120008, город Кызылорда, ул. Желтоқсан, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс: 23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecoderp@ecorpc.gov.kz

утвержденному документу выделен 1 объект на месторождении (горизонты Ю-IV-A+B) и находится в эксплуатации.

Всего по месторождению подсчитанные начальные запасы УВ по состоянию на 01.01.2025 г. составили в следующих количествах и по категориям: нефть: С1– 1583 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые –384 тыс. т.; С2 –1152 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые – 211 тыс. т. растворенный газ: С1– 153,3 млн.м3 геологические, в том числе извлекаемые – 37,2 млн.м3; С2 – 142,1 млн.м3 геологические, в том числе извлекаемые – 25,9 млн.м3.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в ПРМ рассмотрены 3 варианта разработки (базовый, рекомендуемый и альтернативный).

Вариант 1 - базовый, разработка месторождения осуществляется на режиме истощения пластовой энергии с существующим добывающим фондом.

Вариант 2 - рекомендуемый, система разработки аналогична первому варианту. Дополнительно в 2026г. спроектировано бурение 7 эксплуатационных скважин, также в целях доразведки - бурение 2 оценочных и 1 поисковой скважины.

Вариант 3 - разработка месторождения осуществляется с ППД, путем перевода 3 скважин под нагнетание воды, также в 2027 г. - дополнительное бурение 4 эксплуатационных скважин, всего бурение 11 добывающих скважин и 3 скважин на доразведку по данному варианту.

Таким образом по максимальному варианту разработки месторождения Есжан предполагается бурение 14 новых скважин в 2026-2027гг., а также ввод из консервации и ввод из наблюдательного фонда 4 скважин. По варианту 3 разработки максимальный фонд добывающих скважин на конец года составит 15 единиц.

Согласно проектным решениям, максимальный уровень добычи для всех 3 вариантов не превышает 46 тыс.тонн/год в случае нефти, и не более 8,5 млн.м3/год в случае нефтяного газа.

Атмосферный воздух.

На период строительства добывающих, оценочных и поисковой скважин, а также при работах по расконсервации и выводу из наблюдательного фонда на месторождении Есжан.

На этапе проведения строительно-монтажных и подготовительных работ (СМР) количество источников выбросов загрязняющего вещества составит 6 единиц, из них 4 источника загрязнения, расположенные на площадке бурения скважины – неорганизованные, и соответственно 2 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. №0001 – сварочный агрегат АДД
- ист. №0002 - дизельная электростанция АД-200

Неорганизованные источники:

- ист. №6001 - планировочные работы (бульдозер);
- ист. №6002 - выемочно-погрузочные работы (экскаватор);
- ист. №6003 – уплотнение грунта (катки);
- ист. №6004 - работа машин и механизмов (строительная техника, работающая на д/т).

При проведении работ по бурению и креплению скважины, выявлено 19 источников загрязнения, 7 источников организованные, остальные 12 – неорганизованные, из них:

Организованные источники:

- ист. №№0003-0004 – Дизель генератор привода буровой установки CAT 3406 (2 ед.);
- ист. №№0005-0006 – Дизель генератор привода буровых насосов PZ12V190B (2 ед.);
- ист. №0007 – Цементировочный агрегат ЯМЗ-236НЕ2;
- ист. №0008 – Паровой котел;
- ист. №0009 – Дизельная электростанция АД-200;

Неорганизованные источники:

- ист. №6005 – узел разгрузки цемента (приготовление раствора);
- ист. №6006 – склад хранения хим. реагентов;



- ист. №6007 – емкость для хранения бурового раствора;
- ист. №6008 – система очистки бурового раствора;
- ист. №6009 – насос для закачки бурового раствора в емкости;
- ист. №6010 – контейнер для хранения бурового шлама;
- ист. №6011 – насос для подачи ГСМ к дизелям;
- ист. №6012 – емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. №6013 – емкость для хранения масла;
- ист. №6014 – емкость для хранения пластовой жидкости;
- ист. №6015 – сварочный пост;
- ист. №6016 – ремонтная-мастерская.

На стадии проведения работ по испытанию оценочной скважины, включая методы интенсификации притока (СКО, ГРП) количество источников загрязнения составит 17 единиц, из них 10 организованных и 7 неорганизованных:

Организованные источники:

- ист. №0010 – факел;
- ист. №0011 – установка для освоения (испытания) ЯМЗ-6581.10-06;
- ист. №0012 – цементирувочный агрегат ЦА-320М;
- ист. №0013 – дизельная электростанция АД-200;
- ист. №№0014-0015 – насосный агрегат КТГJ70-12 (2 ед.);
- ист. №0016 – установка смесительная МС-600;
- ист. №0017 – УНЦ-200х50; - ист.
- №0018 – цементирувочный агрегат ЦА-320М;
- ист. №0019 – емкости для нефти.

Неорганизованные источники:

- ист. №6017 – скважина (ЗРА и ФС);
- ист. №6018 – нефтегазосепаратор;
- ист. №6019 – насос для подачи ГСМ к дизелям;
- ист. №6020 – пункт налива нефти; - ист. №6021
- емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. №6022 – емкость для хранения масла;
- ист. №6023 – узел разгрузки цемента.

На период регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (на год максимальной добычи, по варианту 3) общее количество источников загрязнения атмосферы составит 54 источника, из которых:

Организованные:

- ист.№ 0101, 0102 - Печи подогрева ПП-0,63
- ист.№ 0103, 0104 - Газотурбинная электростанция ПАЭС
- ист.№ 0105-0108 - Накопительные емкости для нефти
- ист.№ 0109 - ДЭС типа А-41
- ист.№ 0110 - Емкость V-1,0 м3 для дизельного топлива
- ист.№ 0111 - Емкость для масла
- ист.№ 0112-0115 - Продувочные свечи
- ист.№ 0116 - Цементирувочный агрегат ЦА-320
- ист.№ 0117 - Установка для ремонта скважин (КРС)
- ист.№ 0118 - Котельные
- ист.№ 0119 - Пропарочный агрегат
- Неорганизованные:
- ист.№ 6101-6115 - Площадка устья скважин (ЗРА, ФС, ПК)
- ист.№ 6116-6117 - Нефтегазосепараторы НГС-80
- ист.№ 6118 - Блок подготовки топливного газа БПТГ-0,1
- ист.№ 6119-6121 - Насосы НБ-125
- ист.№ 6122-6123 - Автоналивная (стояк налива нефти)
- ист.№ 6124-6125 - Дренажная емкость
- ист.№ 6126-6128 - Дожимные компрессорные станции



- ист. № 6129-6131 - Выкидные линии
- ист. № 6132-6134 - Межплощадочные трубопроводы
- ист. № 6135 - Узел разгрузки цемента (приготовление раствора).

Краткая характеристика компонентов окружающей среды.

Выбросы. На период реализации работ (по макс. варианту 3) по бурению 11 новых добывающих скважин, расконсервации 4 скважин, бурению с испытанием 2 оценочных скважин и 1 поисковой скважины на доразведку ожидается поступление следующих выбросов загрязняющих веществ по 29 наименованиям с различными классами опасности: Железо (II, III) оксиды (3 класс) 4,7786 г/сек, 21,9544 т/год; Калий хлорид (4 класс) 0,2954 г/сек, 1,3971 т/год; Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (2 класс) 0,1462 г/сек, 0,6182 т/год; ди Натрий карбонат (3 класс) 0,0392 г/сек, 0,1867 т/год; Азота (IV) диоксид (2 класс) 109,8866 г/сек, 559,0681 т/год; Азот (II) оксид (3 класс) 130,4236 г/сек, 637,0752 т/год; Сажа (3 класс) 19,8565 г/сек, 118,4383 т/год; Сера диоксид (3 класс) 38,5540 г/сек, 186,7400 т/год; Сероводород (2 класс) 0,0069 г/сек, 0,1607 т/год; Углерод оксид (4 класс) 97,6312 г/сек, 694,7844 т/год; Фтористые газообразные соединения (2 класс) 0,0149 г/сек, 0,0034 т/год; Фториды неорганические плохо растворимые (2 класс) 0,0661 г/сек, 0,0149 т/год; Пентан (4 класс) 0,0053 г/сек, 0,2195 т/год; Метан (ОБУВ) 0,3036 г/сек, 8,6270 т/год; Изобутан (4 класс) 0,0077 г/сек, 0,3190 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 (ОБУВ) 3,9588 г/сек, 28,4271 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 (ОБУВ) 3,0933 г/сек, 8,5926 т/год; Бензол (2 класс) 0,0177 г/сек, 0,0806 т/год; Диметилбензол (3 класс) 0,0056 г/сек, 0,0253 т/год; Метилбензол (3 класс) 0,0112 г/сек, 0,0507 т/год; Бенз /а/пирен (1 класс) 0,000004 г/сек, 0,00002 т/год; Хлорэтилен (1 класс) 0,0001 г/сек, 0,0002 т/год; Проп-2-ен-1- аль (2 класс) 4,0090 г/сек, 19,4422 т/год; Формальдегид (2 класс) 4,0090 г/сек, 19,4422 т/год; Масло минеральное нефтяное (ОБУВ) 0,0023 г/сек, 0,0072 т/год; Алканы C12-19 (4 класс) 45,9659 г/сек, 238,1922 т/год; Взвешенные частицы (3 класс) 1,1668 г/сек, 5,6006 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 9,8132 г/сек, 50,7261 т/год; Пыль абразивная (ОБУВ) 0,2484 г/сек, 1,1919 т/год.

Таким образом, суммарные валовые выбросы за период реализации отдельных видов работ по 18 скважинам на 2026-2027гг. на месторождении Есжан составят 2601,38605 тонн/пер. Перечень загрязняющих веществ по каждой скважине представлен в приложении (дополнительных материалах) к настоящему ЗоНД.

На период регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (на год максимальной добычи) ожидаются выбросы 19 наименований загрязняющих веществ в количестве 157,5697 тонн/год, из которых: Азота (IV) диоксид (2 класс) 1,9534 г/сек, 23,7349 т/год; Азот (II) оксид (3 класс) 2,0058 г/сек, 20,8560 т/год; Сажа (3 класс) 0,2473 г/сек, 2,4922 т/год; Сера диоксид (3 класс) 0,6966 г/сек, 8,2187 т/год; Сероводород (2 класс) 0,0131 г/сек, 0,4722 т/год; Углерод оксид (4 класс) 3,1708 г/сек, 47,1127 т/год; Пентан (4 класс) 0,0119 г/сек, 0,5623 т/год; Метан (ОБУВ) 0,5138 г/сек, 14,1652 т/год; Изобутан (4 класс) 0,0171 г/сек, 0,8117 т/год; Смесь углеводородов предельных C1-C5 (ОБУВ) 13,2254 г/сек, 27,2861 т/год; Смесь углеводородов предельных C6-C10 (ОБУВ) 1,3925 г/сек, 4,3524 т/год; Бензол (2 класс) 0,0060 г/сек, 0,0564 т/год; Диметилбензол (3 класс) 0,0019 г/сек, 0,0177 т/год; Метилбензол (3 класс) 0,0038 г/сек, 0,0355 т/год; Проп-2- ен-1-аль (2 класс) 0,0594 г/сек, 0,5980 т/год; Формальдегид (2 класс) 0,0594 г/сек, 0,5980 т/год; Масло минеральное нефтяное (ОБУВ) 0,0003 г/сек, 0,0002 т/год; Алканы C12-19 (4 класс) 0,6247 г/сек, 6,0067 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 0,0061 г/сек, 0,1928 т/год.

Водные ресурсы. На период реализации работ (по макс. варианту 3) по бурению 11 новых добывающих скважин, расконсервации 4 скважин, бурению с испытанием 2 оценочных скважин и 1 поисковой скважины на доразведку ориентировочные объемы составят: водопотребление – порядка 26642, 16 м3/пер, объем водоотведения – порядка 20899,77 м3/пер, безвозвратное потребление и потери воды – порядка 5742,39 м3/пер.

На период регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (на год максимальной добычи) ориентировочные объемы составят: водопотребление – порядка



2152,45 м3/пер, объем водоотведения – порядка 1743,99 м3/пер, безвозвратное потребление и потери воды – порядка 408,46 м3/пер.; операций, для которых планируется использование водных ресурсов Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик), из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором.

Производственно-ливневые сточные воды представлены водами, образующимися в процессе работ промысла и ливневыми стоками.

Система производственно-ливневой канализации предназначена для сбора дождевых вод с технологической площадки с твердым покрытием и с обвалованных участков через дождеприёмные колодцы и приямки.

Все производственные стоки, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, собираются в подземную металлическую емкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе.

Описание отходов. На период реализации работ (по макс. варианту 3) по бурению 11 новых добывающих скважин, расконсервации 4 скважин, бурению с испытанием 2 оценочных скважин и 1 поисковой скважины на доразведку ожидается образование отходов всего порядка 10594,5261 тонн/пер, в том числе: Промасленная ветошь 4,2291 т/пер; Отработанные масла 121,5180 т/пер; Отработанные ртутьсодержащие лампы 0,0326 т/пер; Металлические емкости из под масла 39,1980 т/пер; Отработанные масляные фильтры 5,4000 т/пер; Тара из-под химреагентов 8,1000 т/пер; Буровой шлам 5024,1598 т/пер; Отработанный буровой раствор 5287,0621 т/пер; Отработанные аккумуляторы 2,0959 т/пер; Отходы соляно-кислотной обработки 40,8960 т/пер; Огарки сварочных электродов 0,0675 т/пер; Твердо-бытовые отходы 16,7671 т/пер; Металлолом 45,0000 т/пер.

На период регламентной эксплуатации объектов месторождения Есжан (на год максимальной добычи) ожидается образование отходов всего порядка 92,3412 тонн/год, в том числе: Промасленная ветошь 0,4445 т/год; Отработанные масла 3,7378 т/год; Отработанные ртутьсодержащие лампы 0,0117 т/год; Нефтьешлам 74,8126 т /год; Замазученный грунт 3,7500 т/год; Металлические емкости из под масла 1,2060 т/год; Отработанные масляные фильтры 0,5000 т/год; Тара из-под химреагентов 0,7500 т/год; Отработанные аккумуляторы 0, 6250 т/год; Огарки сварочных электродов 0,0038 т/год; Твердо-бытовые отходы 3,0000 т/год; Металлолом 3, 5000 т/год.

Временное хранение сроком не более шести месяцев предусматривается в специально емкостях и на площадках с твердым (водонепроницаемым) покрытием на территориях проведения работ. По мере накопления передается специализированным организациям по договорам.

Намечаемая деятельность объекта относится к I категории (разведка и добыча углеводородов) в соответствии с пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г. (далее – Кодекс).

Во время проведения скрининга для сбора замечаний и предложений общественности представленное заявление о намеряемой деятельности опубликовано на портале «Единый экологический портал», а также направлено в заинтересованные государственные органы.

Выводы. При разработке отчёта о возможных воздействиях:

1. Представить описание текущего состояния компонентов окружающей среды в сравнении с экологическими нормативами, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами.

2. Необходимо представить характеристику возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намеряемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учётом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, оценка их существенности.



государственный орган в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения. В этой связи, необходимо предоставить план мероприятий по охране подземных вод.

11. В целях исключения антропогенного воздействия необходимо свести автомобильные дороги к минимуму в полевых условиях, запретить проезд транспортных средств по бездорожью и обязать хранить производственные, химические и пищевые отходы в специальных местах для предотвращения риска отравления диких животных на территории производства. В ходе проведения производственных работ необходимо обеспечить соблюдение требований статьи 17 Закона Республики Казахстан от 09 июля 2004 года №593 «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира».

12. Соблюдать установленные нормы указанных в ст.140 Земельного Кодекса Республики Казахстан, в том числе рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот; снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель.

13. При осуществлении хозяйственной и иной деятельности на земельном участке соблюдать строительные, экологические, санитарно-гигиенические и иные специальные требования (нормы, правила, нормативы).

14. Указать предлагаемые меры по снижению воздействий на окружающую среду (мероприятия по охране атмосферного воздуха, мероприятия по защите подземных, поверхностных вод, почвенного покрова и т.д.).

15. Согласно п.2 ст.320 Кодекса, 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.

16. Предусмотреть мероприятие по посадке зеленых насаждений, согласно Приложению 4 к Кодексу.

17. Предусмотреть соблюдение экологических требований при проведении операций по недропользованию предусмотренных ст.397 Кодекса.

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протоколу, размещенного на портале «Единый экологический портал».

**Руководитель
Департамента экологии
по Кызылординской области**

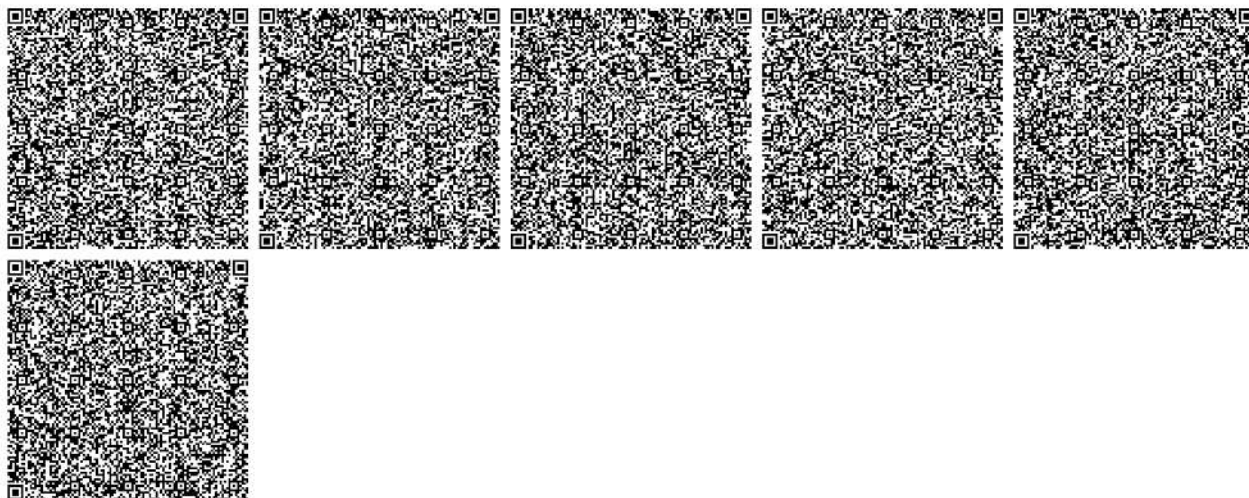
Н.Өмірсерікұлы

Исп. Кауменов Н.
Тел. 230019



Руководитель департамента

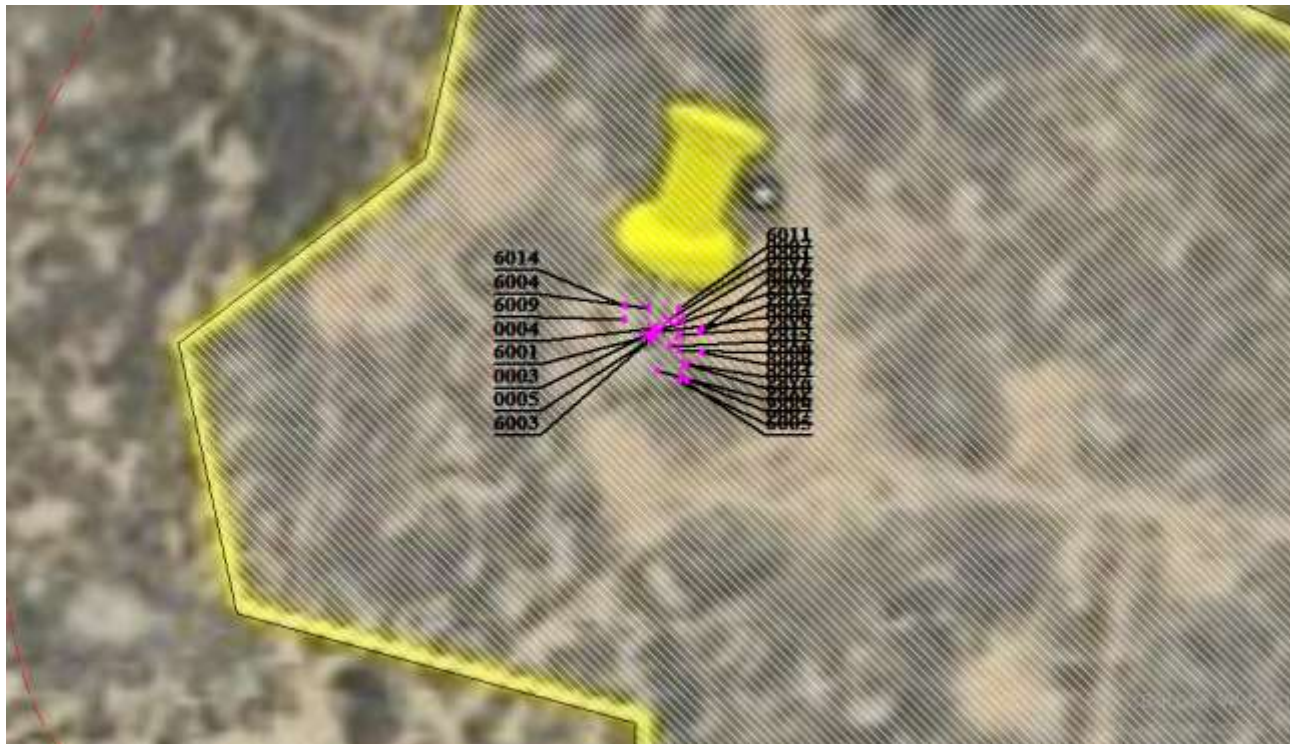
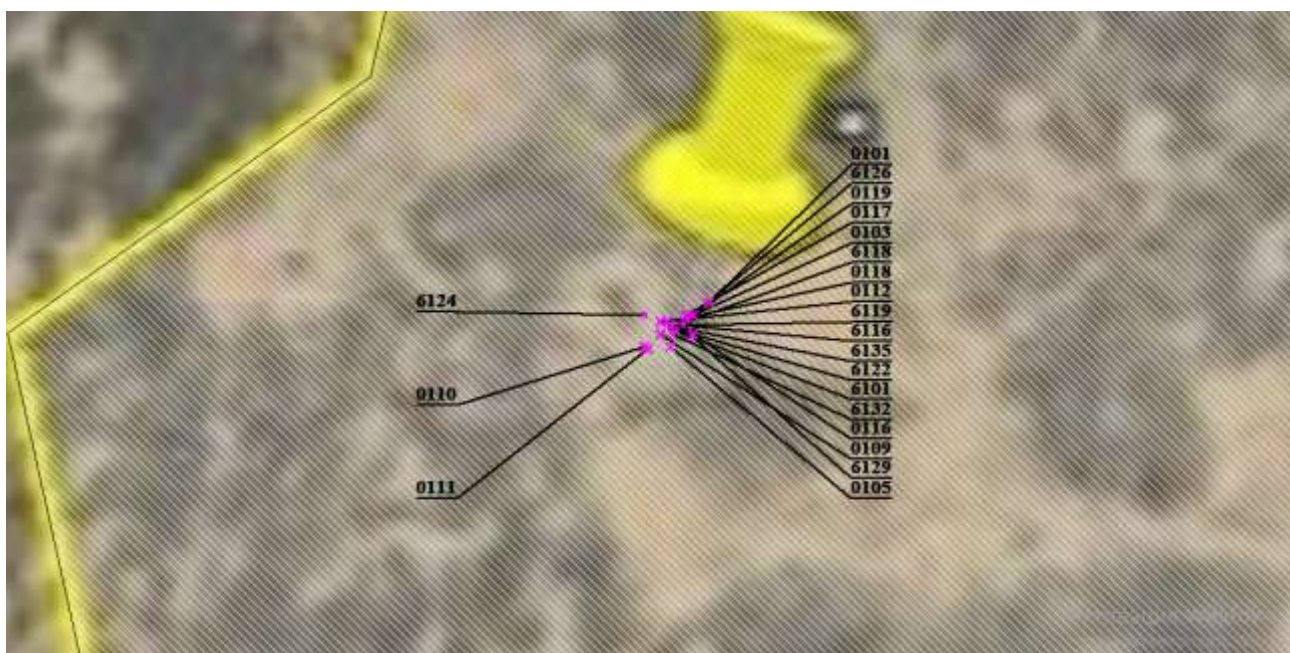
Өмірсерікұлы Нұржан



Бұл құжат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең.
Электрондық құжат www.elicense.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.elicense.kz порталында тексере аласыз.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.elicense.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.elicense.kz.



КАРТЫ СХЕМА УЧАСТКА С НАНЕСЕННЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ВЫБРОСОВ ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ



Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на период регламентной эксплуатации объектов м/р Есжан (год макс. добычи) для Варианта 1

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан эксплуатация (год макс. добычи) вар.1

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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.3907	13.5469	338.6725
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.274	14.2256	237.093333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.15347	1.7628	35.256
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.50902	3.7334	74.668
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00595628	0.21890386	27.3629825
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2.7023	18.0384	6.0128
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00482486	0.248357478	0.0099343
0410	Метан (727*)				50		0.373805	6.7819315	0.13563863
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.00694786	0.358342178	0.02388948
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		10.86201	10.442503	0.20885006
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.580422	1.4594	0.04864667
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00589036	0.019004	0.19004
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00185127	0.0059723	0.0298615
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00370456	0.011943	0.019905
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.03684	0.42294	42.294
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.03684	0.42294	42.294
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.000333	0.0001926	0.003852
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.39956	4.2561	4.2561
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (		0.3	0.1		3	0.006113	0.192789	1.92789

шамот, цемент, пыль цементного производства – глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)									
В С Е Г О :							18.35458819	76.148418916	810.508223
Примечания: 1. В колонке 9: "М" – выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

ЭРА v3.0 ИП "Сапаев Т.М."

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на период регламентной эксплуатации объектов м/р Есжан (год макс. добычи) для Варианта 3

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан эксплуатация (год макс. добычи)

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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.9534	23.7349	593.3725
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	2.0058	20.856	347.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.24726	2.4922	49.844
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.6966	8.2187	164.374
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0130716	0.47224606	59.0307575
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3.1708	47.1127	15.7042333
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.0118727	0.562299246	0.02249197
0410	Метан (727*)				50		0.51381	14.165244	0.28330488
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.0170917	0.811659746	0.05411065
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		13.225448177	27.286061	0.54572122
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		1.392483524	4.352394	0.1450798
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.0059974	0.056444	0.56444
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00188491	0.017734	0.08867
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00377173	0.035478	0.05913
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.05935	0.598	59.8
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.05935	0.598	59.8
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.000333	0.0001926	0.003852
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.62466	6.0067	6.0067
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (		0.3	0.1		3	0.006113	0.192789	1.92789

шамот, цемент, пыль цементного производства – глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)								
В С Е Г О :						24.009097741	157.569741652	1359.22688
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)								

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан добыв. скв

Про-изв-одс-тво	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов	Высо-та источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество по кото-рому произво-дится газо-очистка	Кэфф. обесп-оочист-кой, %	Средняя эксплуат- степень очистки/макс. степ- очитки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выброс загрязняющего вещества			Год дос-тиже-ния НДВ		
		Наименование	Коли-чест-во, шт.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год			
												X1	Y1	X2	Y2												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001		Сварочный агрегат АДД	1	1200	Дымовая труба	0001	2	0.15	9.77	0.1726506	230	75	50	Площадка 1								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0411	438.611	0.1775	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0534	569.874	0.2307		
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00685	73.102	0.0296		
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0137	146.204	0.0592		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03424	365.402	0.148		
																					1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001643	17.534	0.0071		
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001643	17.534	0.0071		
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01643	175.338	0.071		
001		Дизельная электростанция АД-200	1	1200	Дымовая труба	0002	3	0.2	27.36	0.8594726	230	90	50									0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	632.405	1.274	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3834	821.912	1.656		
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	105.472	0.2123		
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	210.730	0.425		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	527.361	1.062		
																					1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0118	25.296	0.051		
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	25.296	0.051		
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	0.118	252.962	0.51		

002	дизельная электростанция АД-200	1	1200	Дымоввая труба	0009	4	0.2	98.33	3.0891353	230	90	-50							0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1158	72.732	0.5		
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2316	145.463	1		
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.579	363.659	2.5		
																			1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0278	17.461	0.12		
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0278	17.461	0.12		
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.278	174.606	1.2		
																			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	175.950	1.274		
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3834	228.676	1.656		
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	29.345	0.2123		
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	58.630	0.425		
001	планировочные работы (бульдозер)	1	1200	Неорган. источник	6001	2				30	15	15							0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	146.725	1.062		
																			1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0118	7.038	0.051		
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	7.038	0.051		
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.118	70.380	0.51		
																			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)	0.09705		0.41925		
001	выемочно-погрузочные работы (экскаватор)	1	1200	Неорган. источник	6002	2				30	20	20							2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец,	0.09705		0.41925		

001	уплотнение грунта (катки)	1	1200	Неорган. источник	6003	2				30	10	5		3	1					2908	доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) 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)	0.31417		1.3572		
001	работа машин и механизмов (строительная техника)	1	1200	Неорган. источник	6004	2				100	5	75		2	1					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.11733		0.50688		
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.11733		0.50688		
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.28629		1.23679		
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.09856		0.42578		
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000002		0.0000009		
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.29333		1.2672		
002	узел разгрузки цемента (приготовление раствора)	1	1200	Неорган. источник	6005	2				30	90	-90		3	2					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)	0.006191		0.026744		
002	склад хранения хим. реагентов	1	1200	Неорган. источник	6006	2				30	80	-80		2	1					0126	Калий хлорид (301)	0.0168		0.072576		
																				0155	Натрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	0.002217		0.009576		
002	емкость для хранения бурового раствора	1	1200	Неорган. источник	6007	2				30	75	-90		2	1					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.05		0.00018		
002	система очистки бурового раствора	1	1200	Неорган. источник	6008	2				30	125	-25		2	1					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002843		0.012283		
002	насос для закачки	1	1200	Неорган. источник	6009	2				30	-50	50		2	1					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005		0.000108		

002		бурового раствора в емкости																0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604		0.1304		
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232		0.0482		
002		контейнер для хранения бурового шлама насос для подачи ГСМ к дизелям	1	1200	Неорганический источник	6010	2				30	25	-65		2	1		0602	Бензол (64)	0.00002916		0.00063		
			1	1200	Неорганический источник	6011	2				30	75	75		2	1		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916		0.000198		
002																		0621	Метилбензол (349)	0.00001833		0.000396		
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.035		0.000042		
002																		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000544		0.001176		
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0194		0.419		
002		емкость для хранения дизельного топлива	1	1200	Неорганический источник	6012	2				30	75	-21		2	1		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175		0.0001075		
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623		0.0383		
002		емкость для хранения масла	1	1200	Неорганический источник	6013	2				30	55	-11		2	1		2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001083		0.0002765		
002		емкость для хранения пластовой жидкости	1	1200	Неорганический источник	6014	2				30	-50	80		2	1		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000042		0.000432		
002		сварочный пост	1	1200	Неорганический источник	6015	2				30	120	20		2	1		0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.01188		0.00267		
																		0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.00102		0.00023		
																		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00167		0.00038		
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01478		0.00333		
																		0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00083		0.00019		
																		0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия	0.00367		0.00083		

Про-изв-одс-тво	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов	Высо-та источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество по кото-рому произво-дится газо-очистка	Кэфф. обесп. газо-очист-кой, %	Средняя эксплуат-степень очистки/мах.степ.очистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выброс загрязняющего вещества			Год дос-тиже-ния НДВ		
		Наименование	Коли-чест-во, шт.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/м3	т/год			
												X1	Y1	X2	Y2												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001		Сварочный агрегат АДД	1	1680	Дымовая труба	0001	2	0.15	9.77	0.1726506	230	75	50	Площадка 1								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0411	438.611	0.2485	
																						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0534	569.874	0.323	
																						0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00685	73.102	0.0414	
																						0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0137	146.204	0.0828	
																						0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03424	365.402	0.207	
																						1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001643	17.534	0.00994	
																						1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001643	17.534	0.00994	
																						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01643	175.338	0.0994	
001		Дизельная электростанция АД-200	1	1680	Дымовая труба	0002	3	0.2	27.36	0.8594726	230	90	-50									0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	632.405	1.784	
																						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3834	821.912	2.32	
																						0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	105.472	0.297	
																						0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	210.730	0.595	
																						0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	527.361	1.486	
																						1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0118	25.296	0.0713	
																						1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	25.296	0.0713	
																						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	0.118	252.962	0.713	

002	дизельная электростанция АД-200	1	1680	Дымовая труба	0009	6	0.2	98.33	3.0891353	230	90	-50	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1158	72.732	0.7		
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2316	145.463	1.4		
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.579	363.659	3.5		
													1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0278	17.461	0.168		
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0278	17.461	0.168		
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.278	174.606	1.68		
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	175.950	1.784		
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3834	228.676	2.32		
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	29.345	0.297		
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	58.630	0.595		
003	факел	1	6480	Дымовая труба	0010	15	0.518	193.13	40.8032179	2392	10	10	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	146.725	1.486		
													1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0118	7.038	0.0713		
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	7.038	0.0713		
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.118	70.380	0.713		
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.542639362	129.823	12.65869103		
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.088178896	21.096	2.057037292		
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.452199468	108.186	10.54890919		
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4.52199468	1081.858	105.4890919		
													0410	Метан (727*)	0.113049867	27.046	2.637227297		
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.49	244.393	11.43		
003	Установка для освоения (испытания) ЯМЗ-6581.10-06	1	6480	Дымовая труба	0011	9	0.22	97.18	3.6941383	230	50	20	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.637	317.711	14.86		
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0817	40.749	1.905		
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (	0.1633	81.448	3.81		

002	узел разгрузки цемента (приготовление раствора)	1	1680	Неорган. источник	6005	2				30	90	-90		3	2				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)	0.006176		0.037354		
002	склад хранения хим. реагентов	1	1680	Неорган. источник	6006	2				30	80	-80		2	1				0126	Калий хлорид (301)	0.015		0.09072		
																		0155	Натрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	0.001979		0.01197			
002	емкость для хранения бурового раствора	1	1680	Неорган. источник	6007	2				30	75	-90		2	1				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.07		0.000252		
002	система очистки бурового раствора	1	1680	Неорган. источник	6008	2				30	125	-25		2	1				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002843		0.017196		
002	насос для закачки бурового раствора в емкости	1	1680	Неорган. источник	6009	2				30	-50	50		2	1				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005		0.0001512		
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604		0.1826			
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232		0.0675			
																		0602	Бензол (64)	0.00002916		0.000882			
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916		0.000277			
002	контейнер для хранения бурового шлама	1	1680	Неорган. источник	6010	2				30	25	-65		2	1				0621	Метилбензол (349)	0.00001833		0.000554		
002	насос для подачи ГСМ к дизелям	1	1680	Неорган. источник	6011	2				30	75	75		2	1				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.035		0.000059		
																		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000544		0.001646			
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0194		0.586			
002	емкость для хранения дизельного топлива	1	1680	Неорган. источник	6012	2				30	75	-21		2	1				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175		0.0001504		
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623		0.0535			
002	емкость для хранения масла	1	1680	Неорган. источник	6013	2				30	55	-11		2	1				2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001083		0.000387		
002	емкость для	1	1680	Неорган. источник	6014	2				30	-50	80		2	1				0416	Смесь углеводородов	0.000042		0.000432		

003	скважина (ЗРА и ФС)	1	6480	Неорган. источник	6017	2				30	0	0	2	1						116) 2908Пыль 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)	0.0288		0.435456		
																				2930Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0138		0.0834		
																				0333Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000734		0.00356324		
																				0405Пентан (450)	0.001125		0.0348671		
																				0410Метан (727*)	0.0113		0.3438232		
003	нефтегазосепаратор	1	6480	Неорган. источник	6018	2				30	25	-5	2	1						0412Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.001643		0.0508689		
																				0415Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03234		0.995199		
																				0333Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000655		0.02022688		
																				0405Пентан (450)	0.000648		0.0200068		
																				0410Метан (727*)	0.00345		0.1065362		
003	насос для подачи ГСМ к дизелям	1	6480	Неорган. источник	6019	2				30	55	42	2	1						0412Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000934		0.0288598		
																				0415Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0155		0.4786626		
																				0333Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000109		0.00636		
																				2754Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0388		2.264		
																				0415Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.052088		2.025175		
003	пункт налива нефти	1	6480	Неорган. источник	6020	2				30	-50	75	2	1						0416Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.019265		0.74903		
																				0333Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175		0.0001576		
																				2754Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623		0.0561		
																				2735Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0.0001333		0.000405		
																				2908Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (	0.002158		0.01678		

																				шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, klinkер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)				

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан поисков. скв.

Про-изв-одс-тво	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов	Высо-та источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество по кото-рому произво-дится газо-очистка	Кэфф. обесп-газо-очист-кой, %	Средняя эксплуат-степень очистки/мах.степ-очистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выброс загрязняющего вещества			Год дос-тиже-ния НДВ		
		Наименование	Коли-чест-во, шт.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год			
												X1	Y1	X2	Y2												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001		Сварочный агрегат АДД	1	2640	Дымовая труба	0001	2	0.15	9.77	0.1726506	230	75	50	Площадка 1								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0411	438.611	0.3905	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0534	569.874	0.508		
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00685	73.102	0.0651		
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0137	146.204	0.1301		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.03424	365.402	0.3254		
																					1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.001643	17.534	0.01562		
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001643	17.534	0.01562		
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01643	175.338	0.1562		
001		Дизельная электростанция АД-200	1	2640	Дымовая труба	0002	3	0.2	27.36	0.8594726	230	90	50								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	632.405	2.803		
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3834	821.912	3.644		
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	105.472	0.467		
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	210.730	0.934		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	527.361	2.336		
																					1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0118	25.296	0.1121		
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	25.296	0.1121		
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	0.118	252.962	1.121		

002	дизельная электростанция АД-200	1	2640	Дымовая труба	0009	6	0.2	98.33	3.0891353	230	90	-50	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1158	72.732	1.1		
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2316	145.463	2.2		
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.579	363.659	5.5		
													1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0278	17.461	0.264		
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0278	17.461	0.264		
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.278	174.606	2.64		
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.295	175.950	2.803		
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3834	228.676	3.644		
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0492	29.345	0.467		
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0983	58.630	0.934		
003	факел	1	12960	Дымовая труба	0010	15	0.518	56.8	12.0009126	2392	10	10	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	146.725	2.336		
													1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0118	7.038	0.1121		
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0118	7.038	0.1121		
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.118	70.380	1.121		
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.159599362	129.823	7.446267815		
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.025934896	21.096	1.21001852		
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.132999468	108.186	6.205223179		
													0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.32999468	1081.858	62.05223179		
													0410	Метан (727*)	0.033249867	27.046	1.551305795		
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.49	244.393	22.86		
003	Установка для освоения (испытания) ЯМЗ-6581.10-06	1	12960	Дымовая труба	0011	9	0.22	97.18	3.6941383	230	50	20	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.637	317.711	29.7		
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0817	40.749	3.81		
													0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (	0.1633	81.448	7.62		

002	узел разгрузки цемента (приготовление раствора)	1	2640	Неорган. источник	6005	2				30	90	–90		3	2				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)	0.006181		0.058749		
002	склад хранения хим. реагентов	1	2640	Неорган. источник	6006	2				30	80	–80		2	1				0126 0155	Калий хлорид (301) диНатрий карбонат (Сода кальцинированная, Натрий карбонат) (408)	0.013364 0.002015		0.127008 0.019152		
002	емкость для хранения бурового раствора	1	2640	Неорган. источник	6007	2				30	75	–90		2	1				0416	Смесь углеводородов предельных C6–C10 (1503*)	0.11		0.000396		
002	система очистки бурового раствора	1	2640	Неорган. источник	6008	2				30	125	–25		2	1				0416	Смесь углеводородов предельных C6–C10 (1503*)	0.002843		0.027022		
002	насос для закачки бурового раствора в емкости	1	2640	Неорган. источник	6009	2				30	–50	50		2	1				0333 0415 0416	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1–C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6–C10 (1503*)	0.000005 0.00604 0.002232		0.0002376 0.287 0.1061		
																		0602 0616	Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002916 0.00000916		0.001386 0.000436			
002	контейнер для хранения бурового шлама	1	2640	Неорган. источник	6010	2				30	25	–65		2	1				0621 0416	Метилбензол (349) Смесь углеводородов предельных C6–C10 (1503*)	0.00001833 0.035		0.000871 0.000092		
002	насос для подачи ГСМ к дизелям	1	2640	Неорган. источник	6011	2				30	75	75		2	1				0333 2754	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы C12–19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12–C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК–265П) (10)	0.0000544 0.0194		0.002587 0.921		
002	емкость для хранения дизельного топлива	1	2640	Неорган. источник	6012	2				30	75	–21		2	1				0333 2754	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы C12–19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12–C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК–265П) (10)	0.0000175 0.00623		0.0002363 0.0842		
002	емкость для хранения масла	1	2640	Неорган. источник	6013	2				30	55	–11		2	1				2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0001083		0.000609		
002	емкость для	1	2640	Неорган. источник	6014	2				30	–50	80		2	1				0416	Смесь углеводородов	0.000042		0.000432		

002	хранения пластовой жидкости сварочный пост	1	2640	Неорган. источник	6015	2				30	120	20		2	1					0123	предельных C6-C10 (1503*) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.01188		0.00267		
																				0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.00102		0.00023		
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00167		0.00038		
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01478		0.00333		
																				0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00083		0.00019		
																				0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00367		0.00083		
																				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)	0.00156		0.00035		
002	ремонтная- мастерская	1	2640	Неорган. источник	6016	2				30	126	29		2	1					0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.2536		2.4098		
																				0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0071		0.0676		
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3475		3.3029		
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.094508		0.898727		
																				0827	Хлорэтилен (Винилхлорид, Этиленхлорид) (646)	0.000001		0.000012		
																				2902	Взвешенные частицы (	0.06482		0.615991		

003	скважина (ЗРА и ФС)	1	12960	Неорган. источник	6017	2				30	0	0	2	1						116) 2908Пыль 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)	0.0288		0.684288		
																				2930Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0138		0.1311		
																				0333Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000734		0.0071285		
																				0405Пентан (450)	0.001125		0.0697551		
																				0410Метан (727*)	0.0113		0.6874463		
																				0412Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.001643		0.1018489		
																				0415Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03234		1.992388		
003	нефтегазосепаратор	1	12960	Неорган. источник	6018	2				30	25	-5	2	1						0333Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000655		0.04045376		
																				0405Пентан (450)	0.000648		0.0400136		
																				0410Метан (727*)	0.00345		0.2130725		
																				0412Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000934		0.0577196		
																				0415Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0155		0.957025		
003	насос для подачи ГСМ к дизелям	1	12960	Неорган. источник	6019	2				30	55	42	2	1						0333Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000109		0.0127		
																				2754Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0388		4.53		
																				0415Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.038396		1.791397		
003	пункт налива нефти	1	12960	Неорган. источник	6020	2				30	-50	75	2	1						0416Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.014201		0.662565		
																				0333Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175		0.000315		
																				2754Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623		0.1123		
003	емкость для хранения дизельного топлива	1	12960	Неорган. источник	6021	2				30	-15	10	2	1						2735Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0.0001333		0.00081		
003	узел разгрузки цемента	1	12960	Неорган. источник	6023	2				30	80	75	2	1						2908Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (	0.002172		0.01689		

																				шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, klinker, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)				

Жалагашский район, ТОО "Саутс-Ойл" ПРМ Есжан эксплуатация (год макс. добычи)

Про-изв-одс-тво	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов	Высо-та источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество по кото-рому произво-дится газо-очистка	Кэфф. обесп-оочист-кой, %	Средняя эксплуат-степень о-чистки/мах.степ о-чистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выброс загрязняющего вещества			Год дос-тиже-ния НДВ		
		Наименование	Коли-чест-во, шт.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год			
												X1	Y1	X2	Y2												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001	Газотурбинная электростанция ПАЭС	Печи подогрева ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0101	6	0.2	69.98	2.1985729	230	50	45	Площадка 1								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0878	73.580	2.7698	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0143	11.984	0.4501		
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0032	2.682	0.1023		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2639	221.159	8.3227		
																					0410	Метан (727*)	0.15	125.706	1.314		
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.382	203.519	6.0181		
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0621	33.085	0.9779		
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1989	105.968	3.1344		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.6711	890.315	26.329		
																					0410	Метан (727*)	0.0955	50.880	1.5045		
001	Накопительные емкости для нефти		1	8760	Дымовая труба	0103	8	0.2	110.08	3.458312	230	25	25								0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000984	36.934	0.00644		
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.188	44591.375	7.78		
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.4395	16496.557	2.88		
																					0602	Бензол (64)	0.00574	215.450	0.0376		
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.001804	67.713	0.01181		
001	ДЭС типа А-41		1	8760	Дымовая труба	0105	10	0.05	25	0.0490875	230	-10	-25								0621	Метилбензол (349)	0.00361	135.501	0.02363		
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1438	182.262	4.53		
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.187	237.016	5.89		
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02396	30.369	0.756		
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0479	60.712	1.51		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.1198	151.843	3.78		

001	Емкость V-1,0 м3 для дизельного топлива	1	8760	Дыхательный клапан	0110	3	0.05	35	0.0687225	230	-50	-25							газ) (584)	0.00575	7.288	0.1813		
																			Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)					
																			Формальдегид (Метаналь) (609)					
																			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
																			Сероводород (Дигидросульфид) (518)					
001	Емкость для масла	1	8760	Дыхательный клапан	0111	3	0.05	35	0.0687225	230	-45	-28							Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.03116	835.418	0.0267		
																			Сероводород (Дигидросульфид) (518)					
																			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
																			Сероводород (Дигидросульфид) (518)					
																			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
001	Продувочные свечи	1	4	Вент. труба	0112	10	0.01	150	0.011781	30	-25	15							Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	9.1780173	864662.646	1.58593		
001	Цементировочный агрегат ЦА-320	1	2160	Дымовая труба	0116	6	0.2	65.29	2.0512553	230	25	-5							Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					
																			Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)					
																			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)					
																			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)					
001	Установка для ремонта скважин (КРС)	1	2160	Дымовая труба	0117	6	0.2	63.19	1.9851153	230	15	25							Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)					
																			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)					
																			Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)					
																			Формальдегид (Метаналь) (609)					
																			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
001	Установка для ремонта скважин (КРС)	1	2160	Дымовая труба	0117	6	0.2	63.19	1.9851153	230	15	25							Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)					
																			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)					
																			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)					
																			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)					
																			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)					

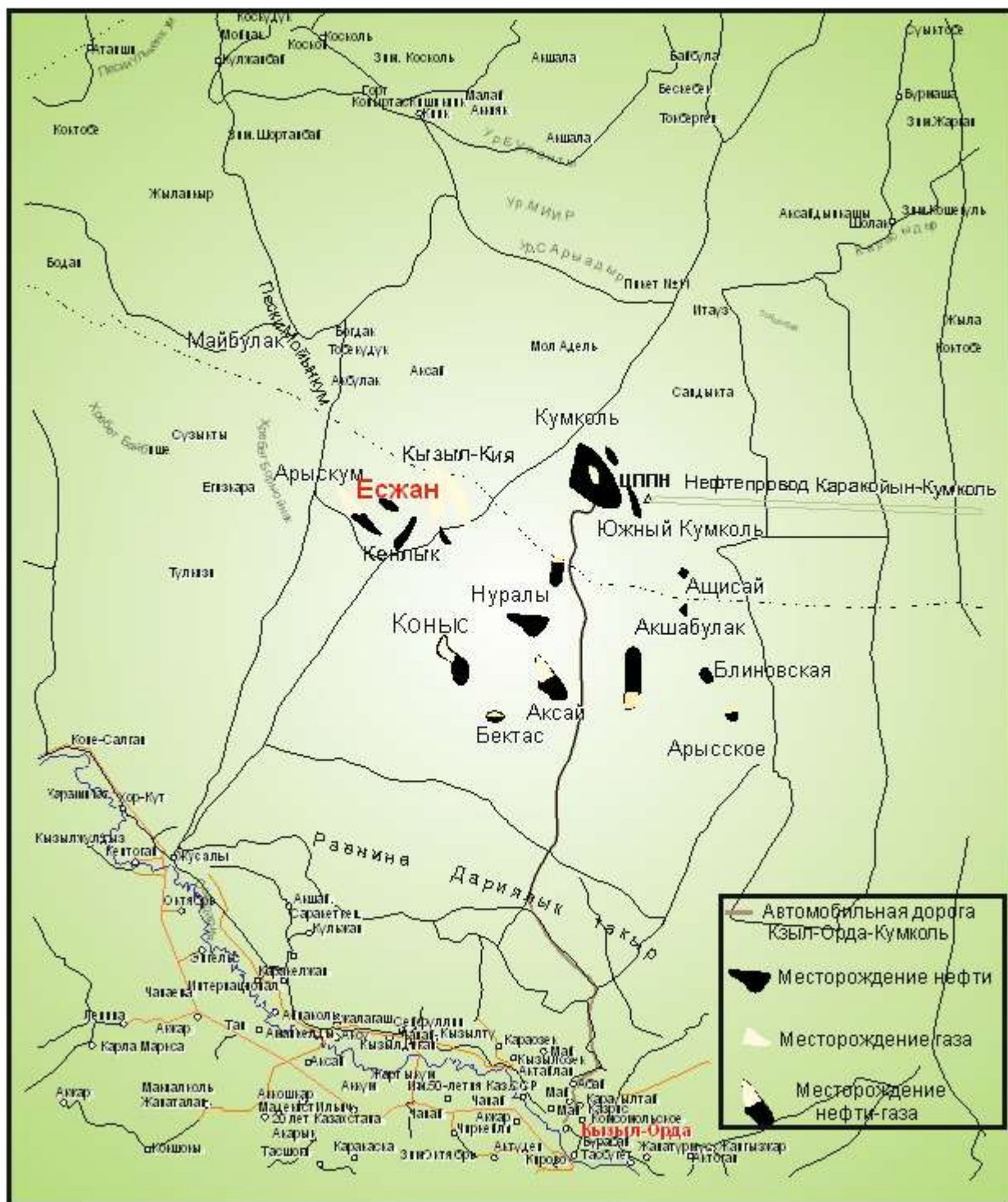
[illegible]

001		Выкидные линии	1	8760	Неорган.	6129	3				30	25	-8		2	1					0621	Метилбензол (349)	0.0000917		0.00964		
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000655		0.0341216		
																					0405	Пентан (450)	0.000648		0.0337604		
																					0410	Метан (727*)	0.00345		0.179688		
																					0412	Изобутан (2- Метилпропан) (279)	0.000934		0.048659		
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0155		0.80764		
001		Межплощадочные трубопроводы	1	8760	Неорган.	6132	3				30	-5	-5		2	1					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001637		0.0784488		
																					0405	Пентан (450)	0.00162		0.077647		
																					0410	Метан (727*)	0.00863		0.413484		
																					0412	Изобутан (2- Метилпропан) (279)	0.002334		0.111912		
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0387		1.85552		
001		Узел разгрузки цемента (приготовление раствора)	1	2160	Неорган.	6135	3				30	-8	8		2	1					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)	0.006113		0.192789		

КАРТЫ-СХЕМЫ ПРЕДПРИЯТИЯ И СИТУАЦИОННЫЕ КАРТЫ С ПРИВЯЗКОЙ К МЕСТНОСТИ

Обзорная карта

района работ
масштаб 1:1400000





Приложение № _____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)

от 01 июня 2017 г. Рег. № 286 Д-УВС

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
МИНИСТЕРСТВА ПО ИНВЕСТИЦИЯМ И РАЗВИТИЮ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

ГОРНЫЙ ОТВОД

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «САУТС-ОЙЛ» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Есжан в пределах блоков XXVIII-37-А(частично), В(частично) на основании Протокола проведения прямых переговоров между Министерством энергетики Республики Казахстан и ТОО «САУТС-ОЙЛ» от 4 апреля 2017 года.

Горный отвод расположен в Кызылординской области.

Границы горного отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по №12.

Угловые точки	Координаты угловых точек	
	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 34' 00"	64° 39' 48"
2	46° 34' 02"	64° 40' 12"
3	46° 33' 39"	64° 40' 37"
4	46° 33' 14"	64° 42' 02"
5	46° 32' 24"	64° 42' 16"
6	46° 32' 25"	64° 41' 33"
7	46° 31' 59"	64° 41' 04"
8	46° 32' 18"	64° 39' 58"
9	46° 32' 41"	64° 39' 58"
10	46° 32' 49"	64° 39' 15"
11	46° 33' 08"	64° 39' 09"
12	46° 33' 21"	64° 39' 35"

Площадь горного отвода – 8,36 (восемь целых тридцать шесть сотых)
кв. км.

Глубина разработки – до абсолютной отметки минус 2 007,7 м.

И.о. Председателя



А.Надырбаев

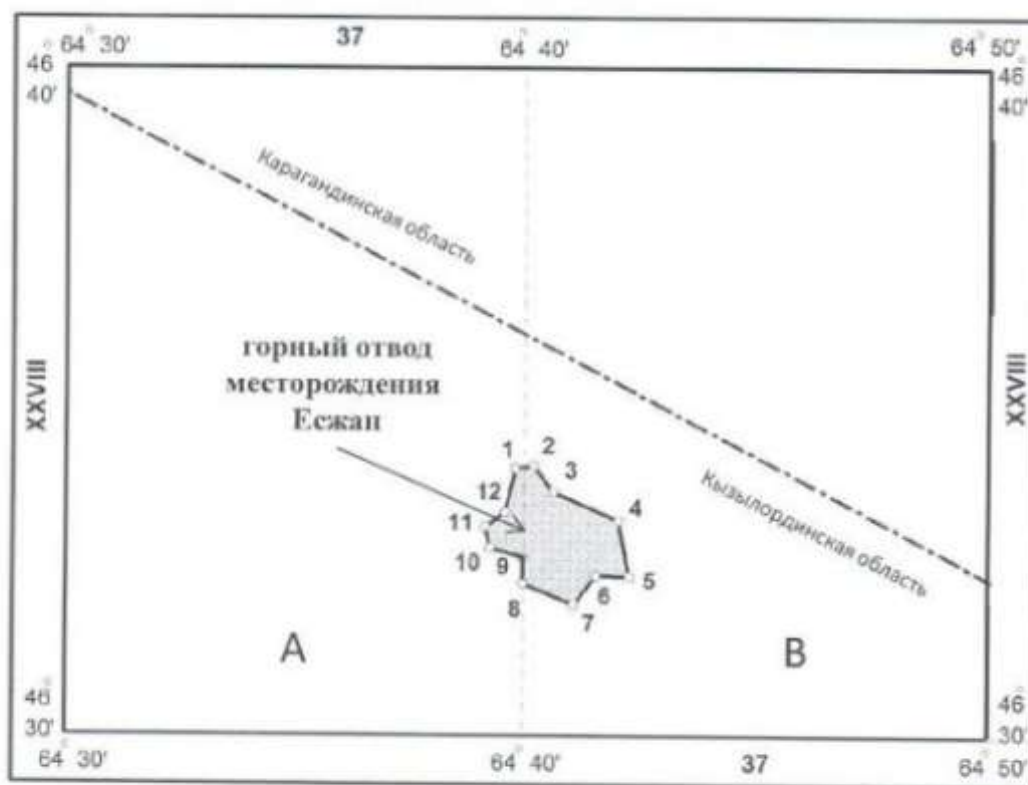
г. Астана,
июнь, 2017 г.

Приложение № _____
к горному отводу
по Контракту _____
на право недропользования
углеводородное сырье
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)

от 01 июня 2017г. Рег. № 286 Д-УВС

Картограмма
расположения горного отвода месторождения Есжан
в пределах блоков XXVIII-37-А(частично), В(частично)

Масштаб 1: 200 000



Площадь горного отвода месторождения Есжан

г. Астана,
июнь, 2017г.

