

CASPIAN ENERGY
RESEARCH
OIL AND GAS GEOLOGY AND ENGINEERING

УТВЕРЖДАЮ:

Директор

ТОО «Priority Oil & Gas»

Biging Zhang

«___» 2024 год



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

к "ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ПУСТЫННОЕ"

(по состоянию изученности на 01.01.2024г.)

Генеральный директор
ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2024г.

СОДЕРЖАНИЕ

| № раздел | Наименование раздела | стр. |
|----------------------|---|----------|
| ВВЕДЕНИЕ..... | | 5 |
| 1 | ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ..... | 8 |
| 1.1. | Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами..... | 8 |
| 1.2. | Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий) | 12 |
| 1.2.1. | Климатические условия региона | 12 |
| 1.2.2. | Описание современного состояния воздушного бассейна | 15 |
| 1.2.3. | Поверхностные и подземные воды | 16 |
| 1.2.4. | Растительный и животный мир..... | 18 |
| 1.2.5. | Характеристика геологического строения..... | 18 |
| 1.2.5.1. | Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения..... | 18 |
| 1.2.5.2. | Тектоника..... | 22 |
| 1.2.5.3. | Нефтегазоносность..... | 24 |
| 1.2.5. | Характеристика почвенного покрова..... | 30 |
| 1.3. | Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям | 30 |
| 1.3.1. | Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях | 30 |
| 1.3.2. | Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, непревышающих выгоды от него..... | 31 |
| 1.4. | Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности..... | 31 |
| 1.5. | Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах..... | 33 |
| 1.5.1. | Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики | 36 |
| 1.5.2. | Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт..... | 38 |
| 1.5.3. | Технологические показатели вариантов разработки..... | 39 |
| 1.5.4. | Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин..... | 51 |
| 1.5.5. | Требования к разработке программы по переработке (utiлизации) газа | 52 |
| 1.5.5. | Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента..... | 52 |
| 1.6. | Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом..... | 63 |
| 1.7. | Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности..... | 64 |
| 1.8. | Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия..... | 64 |
| 1.8.1. | Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу..... | 64 |
| 1.8.2. | Оценка воздействия на окружающую среду..... | 68 |
| 1.9. | Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования | 84 |
| 1.9.1. | Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов..... | 84 |
| 1.9.2. | Расчет количества образующихся отходов..... | 88 |
| 1.9.3. | Процедура управления отходами..... | 94 |
| 1.9.4. | Программа управления отходами..... | 94 |
| 1.9.5. | Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов..... | 96 |
| 2. | ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ..... | 98 |

| | | |
|------|---|-----|
| 2.1. | Социально-экономические условия..... | 98 |
| 2.2. | Социально – экономическое развитие Атырауской области..... | 99 |
| 2.3. | Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика трудовой деятельности..... | 100 |
| 2.4. | Санитарно-эпидемиологическое состояние территории..... | 100 |
| 3. | ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ..... | 102 |
| 4. | К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ | 104 |
| 4.1. | Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)..... | 105 |
| 4.2. | Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели..... | 105 |
| 4.3. | Различная последовательность работ..... | 105 |
| 4.4. | Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели..... | 106 |
| 4.5. | Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)..... | 106 |
| 4.6. | Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)..... | 106 |
| 4.7. | Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)..... | 106 |
| 4.8. | Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду..... | 107 |
| 5. | ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ..... | 108 |
| 5.1. | Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления..... | 108 |
| 5.2. | Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды | 108 |
| 5.3. | Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности..... | 108 |
| 5.4. | Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту... | 109 |
| 5.5. | Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту..... | 109 |
| 6. | ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ | 110 |
| 6.1. | Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности..... | 110 |
| 6.2. | Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)..... | 111 |
| 6.3. | Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)..... | 111 |
| 6.4. | Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)..... | 111 |
| 6.5. | Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)... | 114 |
| 6.6. | Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем..... | 114 |
| 6.7. | Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты..... | 115 |
| 7. | ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ..... | 117 |
| 7.1. | Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения..... | 117 |
| 7.2. | Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)..... | 119 |
| 8. | ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ..... | 120 |

| | | |
|-------|--|-----|
| 9 | ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ... | 122 |
| 10. | ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ | 123 |
| 11 | ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ..... | 124 |
| 11.1. | Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности... | 124 |
| 11.2. | Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него..... | 126 |
| 11.3. | Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него... | 127 |
| 11.4. | Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления..... | 127 |
| 11.5. | Примерные масштабы неблагоприятных последствий..... | 128 |
| 11.6. | Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности..... | 128 |
| 11.7. | Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека..... | 129 |
| 11.8. | Профилактика, мониторинг и раннее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями... | 130 |
| 12. | ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)..... | 132 |
| 13. | МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА | 140 |
| 14. | ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ..... | 141 |
| 14.1. | Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу..... | 142 |
| 15. | ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ..... | 143 |
| 16. | СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... | 145 |
| 17. | ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ..... | 146 |
| 18. | ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ | 146 |
| 19. | ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ..... | 146 |
| | КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ..... | 150 |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ..... | 154 |

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
2. Расчет рассеивания загрязняющих веществ с картой-схемами изолиний
3. Государственная лицензия на природоохранное проектирование
4. Письмо о фоновых концентрации

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 осуществляющей деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду.

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

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

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

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

Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатом которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду № KZ17VWF00165916 Дата: 20.05.2024 год выданное ГУ Департаментом экологии по Атырауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан. Согласно заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду является обязательным.

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

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту разработки месторождения Пустынное (по состоянию на 01.01.2024г.)» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Целью составления настоящего проекта разработки является ввод месторождения Пустынное с обоснованием внедрения мероприятий по оптимизации разработки, обеспечивающих максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Пустынное как для Республики Казахстан, так и для Недропользователя. В проекте рассмотрены три варианта разработки месторождения. В результате технико-экономического анализа, в качестве рекомендуемого выбран 4 вариант разработки, с вводом в эксплуатацию добывающих скважин из бурения.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и нефтегазоносности месторождения. Дано описание стратиграфии, тектоники, объема проведенных геологоразведочных работ. Приведены характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и физико-химические свойства нефти, газа и воды, а также утвержденные ГКЗ запасы УВ. На основе геологического строения обосновано выделение эксплуатационных объектов месторождения, представлены рекомендуемые научно-исследовательские и производственные мероприятия по совершенствованию системы разработки.

Выполнены расчеты вариантов технологических показателей разработки месторождения с рекомендуемыми геолого-техническими мероприятиями по совершенствованию системы разработки. Рассчитаны экономические показатели разработки месторождения на прогнозный период и по технико-экономическим критериям рекомендован наиболее рациональный вариант. Обоснованы способы эксплуатации скважин, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями, оптимизация промысловой системы сбора и транспорта продукции скважин. Представлены рекомендации по методам вскрытия пластов бурением и перфорацией, освоения скважин. Рекомендованы мероприятия по доразведке, контролю разработки продуктивных горизонтов и эксплуатации скважин, рациональному и комплексному использованию недр и охране окружающей среды. Выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Область применения – месторождение Пустынное.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

4 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 26 горизонтальных и 1 нагнетательной. Всего 27 добывающих и 1 нагнетательная скважина.

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

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

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

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

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий согласно проекта разработки; проведена предварительная оценка воздействия объекта на атмосферный воздух; выполнены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников загрязнения; обоснование санитарно-защитной зоны объекта, расчет рассеивания приземных концентраций, приводятся данные по водопотреблению и водоотведению; предварительные нормативы по отходам, образующиеся в период проведения работ; произведена предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвы, растительный и животный мир; описаны социальные аспекты воздействия при проведении работ.

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

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

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

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект разработки месторождения Пустынное по состоянию на 01.01.2024г.»;
- Фондовые материалы и литературные источники.

В соответствии с заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности инициатор обеспечивает проведение мероприятий, необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, и подготовку по их результатам отчета о возможных воздействиях.

Инициатор намечаемой деятельности:

Товарищество с ограниченной ответственностью "Priority Oil & Gas"

050010, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А.,
г.Атырау, улица Бақытжан Сағымбеков, 105,

БИН 230440005120

Руководитель: ЧЖАН БИЦИН ,
e-mail: ramil93.kz@mail.ru

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Разработчик:

Товарищество с ограниченной ответственностью «Каспий Энерджи Ресерч»

РК, г. Атырау, ул. Хакимова, 4

тел.: 8 (7122) 32 09 60; 87019575175

e-mail: Atyrau@cer.kz

БИН 020840001081

Контактное лицо:

Генеральный директор Джамикешов А.М.

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Месторождение Пустынное по административному делению входит в состав Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

В орографическом отношении месторождение Пустынное представляет собой заболоченную низменность, покрытую сорами и рыхлыми современными морскими заносами. Дорожная сеть представлена редкими полевыми и проселочными дорогами. Растительность скудная, полупустынного типа, климат резко континентальный - с сухим, жарким летом и холодной зимой. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 23 м. до минус 27 м.

Ближайшими населенными пунктами являются нефтепромыслы Каратон (к юго-востоку-30 км.), Саркамыс (к юго-востоку-70 км.) и районный центр Кульсары (к северо-востоку-90 км.), Косчагилский с.о., с.Косчагил расположен 59 км от участка.

Ближайшими магистральными нефтепроводами являются нефтепровод Прорва- Кульсары (35 км.) и Узень- Самара (60 км.).

Растительный мир на площади беден, в основном, представлен полупустынными видами кустарников типа полыни и солянками. Сухой климат препятствует произрастанию растительности.

Животный мир представлен общераспространенными грызунами: суслики, тушканчики, зайцы, хищниками - волк, корсак, лисица, а также копытными - сайгак, кабан, джейран, пресмыкающимися - гадюки, полоз, уж. Из птиц преобладают орлы, голуби и дикие утки.

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

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

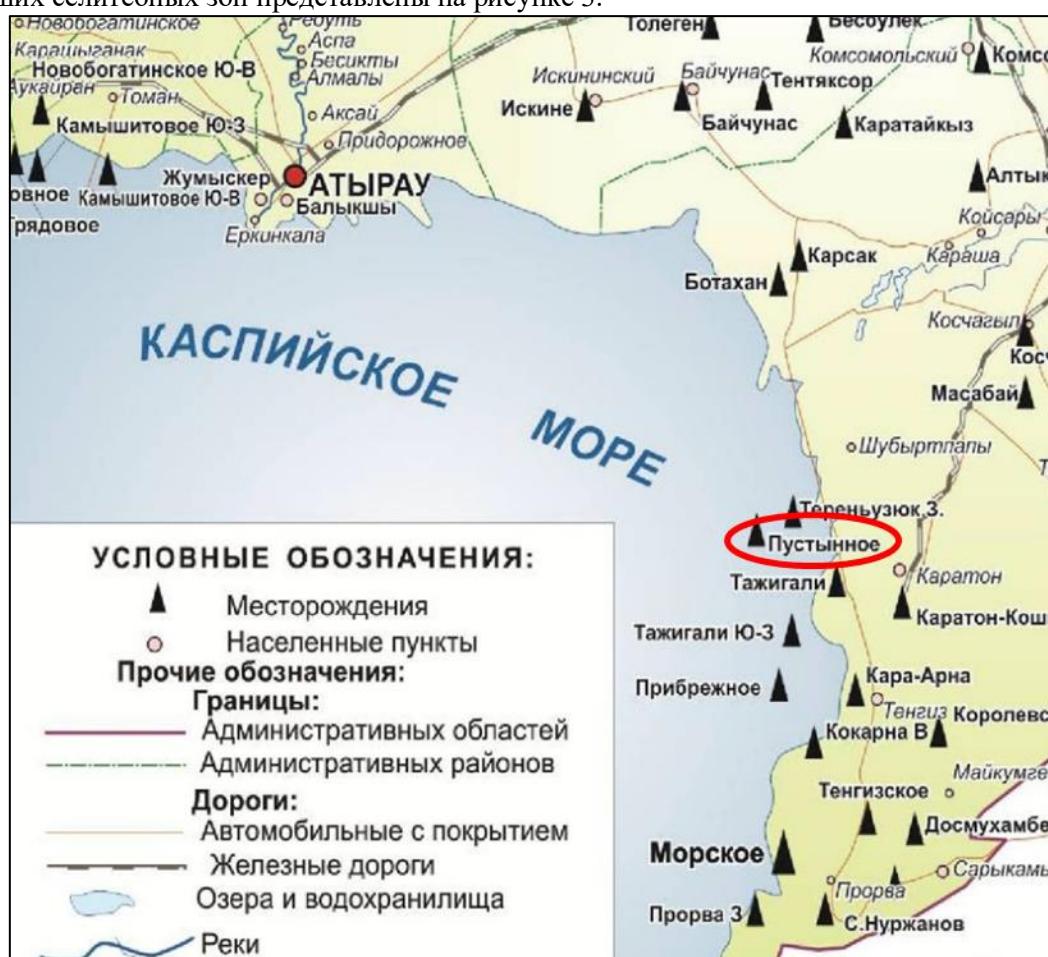


Рисунок 1.Обзорная карта района работ

Приложение № 1
 к Контракту № 5286 от 02 июля 2023 года
 на право недропользования
углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
добыча
 (вид недропользования)
 от 15.08. 2023 г. рег. № 605-д-УВ

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

**УЧАСТОК НЕДР
(ГОРНЫЙ ОТВОД)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Priority Oil & Gas» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Пустынное на основании Протокола № 279182 от 12 июля 2023 года о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам, решением комиссии Министерства энергетики Республики Казахстан по проведению конкурса на получение права недропользования.

Участок недр расположен в Атырауской области.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 6.

| Координаты угловых точек | | |
|--------------------------|-----------------|-------------------|
| Угловые точки | Северная широта | Восточная долгота |
| 1 | 46° 28' 34" | 53° 10' 6" |
| 2 | 46° 29' 31" | 53° 10' 16" |
| 3 | 46° 30' 20" | 53° 11' 54" |
| 4 | 46° 30' 24" | 53° 12' 58" |
| 5 | 46° 29' 26" | 53° 11' 55" |
| 6 | 46° 28' 25" | 53° 10' 23" |

Площадь участка недр составляет – 5,38 (три целых тридцать восемь сотых) кв. км.

Глубина отработки – минус 800 м.

Заместитель председателя

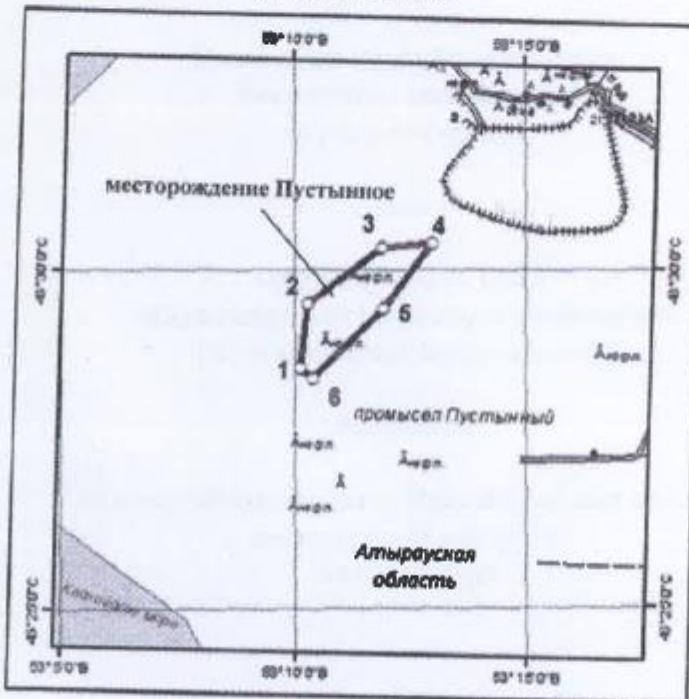


К. Туткышбаев

г. Астана,
август, 2023 г.

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

Картограмма расположения участка недр для добычи
месторождения Пустынное
 Масштаб 1: 150 000



Условные обозначения

- контур участка недр для добычи
месторождения Пустынное
- ▲ нефтяные и газовые промыслы
- - - погевые дороги
- автодороги с усовершенствованным покрытием
- улучшенные грунтовые дороги
- отдельные строения
- дамбы двухсторонние непроезжие
- Каспийское море

г. Астана,
август, 2023 г.

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

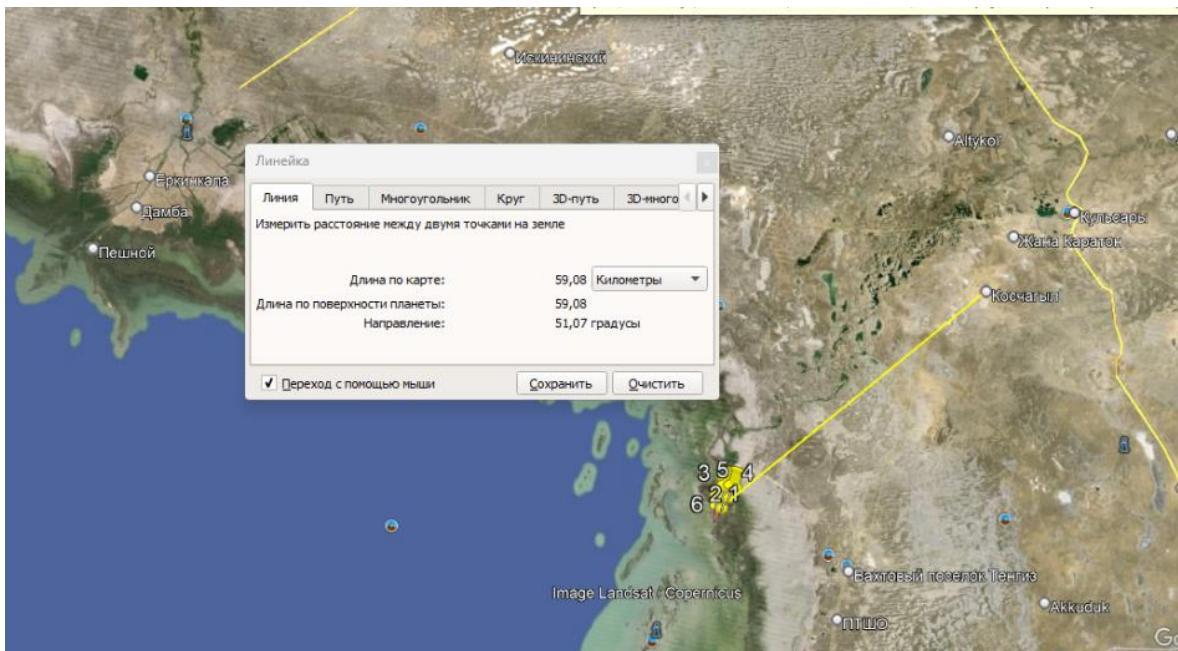


Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием ближайших селитебных зон

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

1.2.1. Климатические условия региона

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Среднегодовая повторяемость скорость ветра по градациям на м/с Кульсары представлена в таблице 1.1.

Таблица 1.1

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

Средние и годовые показатели ветрового режима представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

| Среднемесячная годовая скорость ветра, м/с | | | | | | | | | | | | |
|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
| 4,7 | 5,1 | 5,3 | 5,1 | 4,6 | 4,1 | 3,8 | 3,8 | 4,1 | 4 | 4,1 | 4,4 | 4,4 |
| Повторяемость штилевых условий(%) | | | | | | | | | | | | |
| I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
| 4 | 4 | 3 | 5 | 5 | 7 | 7 | 6 | 7 | 7 | 7 | 5 | 6 |
| Числодней сильными ветрами(больше15м/с) | | | | | | | | | | | | |
| I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
| 2,0 | 2,2 | 3,6 | 3,8 | 3,2 | 2,3 | 2,8 | 1,6 | 1,6 | 2,2 | 2,4 | 1,8 | 29 |

| Числоднейсыльнойбурей | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|------|
| I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
| 0,2 | 1,0 | 2,0 | 2,5 | 1,8 | 1,1 | 1,2 | 1,3 | 0,6 | 0,4 | 0,8 | 0,5 | 13,2 |

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

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

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

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

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

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

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

Инверсия затрудняет вертикальный воздухообмен. Если слой приподнятой инверсии располагается непосредственно на дисточнике выбросов (трубой), то в приземном слое атмосферы создаются опасные условия загрязнения, так как инверсионный слой ограничивает подъем выбросов и способствует их накоплению в приземном слое. Если слой приподнятой инверсии расположен на достаточно большой высоте от труб промышленных предприятий, то концентрация примесей будет существенно меньше. Слой инверсии, расположенный ниже уровня выбросов, препятствует переносу их к земной поверхности. Как видно из таблицы 2.16, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36% (февраль) до 42% (сентябрь).

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

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 1.2-1.

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

Таблица 1.2-1

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

| Наименование характеристик | Величина |
|--|----------|
| Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А | 200 |

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

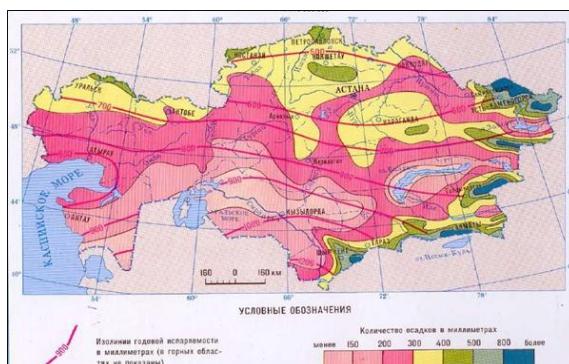


Рисунок 4 - Климатическая карта

1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна

Недропользователем месторождения Пустынное является ТОО PriorityOil&Gaz, в соответствии с Контрактом № 5286-УВС от 2 ноября 2023 г на добычу углеводородов.

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

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

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

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

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

В связи с тем, что в рассматриваемом районе уполномоченной гидрометеорологической службой Республики Казахстан не проводятся наблюдения за уровнем загрязнения атмосферного воздуха, учет фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе ввиду ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

отсутствия возможности легитимного их выявления не ведется.



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

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Атырау за 1 квартал 2024 года.

По данным стационарной сети наблюдений, уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как повышенный, он определялся значением СИ равным 1,8 (низкий уровень) и НП=2% (повышенный уровень) по взвешенным частицам (пыль) в районе поста №5. Максимально-разовые концентрации составили: взвешенные частицы (пыль)-1,4 ПДКм.р., озон (приземный) – 1,1 ПДКм.р.,сероводорода-1,8 ПДКм.р. . По другим показателям превышений ПДК не наблюдалось. Средние концентрации составили: озон (приземный)-2,47 ПДКс.с., концентрации остальных загрязняющих веществ не превышали ПДК. Случаи экстремально высокого и высокого загрязнения (ВЗ и ЭВЗ): ВЗ (более 10 ПДК) и ЭВЗ (более 50 ПДК) не были отмечены.

Таблица 1.2-2

Характеристика загрязнения атмосферного воздуха

| Примесь | Средняя концентрация | | Максимальная разовая концентрация | НП | Число случаев превышения ПДК _{м.р.} | | |
|---------------------------|----------------------|-------------------------------|-----------------------------------|-----|--|-------------------------------|---|
| | мг/м ³ | Кратность ПДК _{с.с.} | | | мг/м ³ | Кратность ПДК _{м.р.} | % |
| г. Атырау | | | | | | | |
| Взвешенные вещества | 0,07 | 0,46 | 0,7 | 1,4 | 2,3 | 9 | |
| Взвешенные частицы PM-2,5 | 0,0158 | 0,45 | 0,1586 | 1,0 | 0,0 | 0 | |
| Взвешенные частицы PM-10 | 0,0126 | 0,21 | 0,1634 | 0,5 | 0,0 | 0 | |
| Диоксид серы | 0,009 | 0,19 | 0,0310 | 0,1 | 0,0 | 0 | |
| Оксид углерода | 0,24 | 0,08 | 2,10 | 0,4 | 0,0 | 0 | |
| Диоксид азота | 0,02 | 0,42 | 0,12 | 0,6 | 0,0 | 0 | |
| Оксид азота | 0,0268 | 0,45 | 0,13 | 0,3 | 0,0 | 0 | |
| Озон | 0,0742 | 2,47 | 0,1820 | 1,1 | 0,6 | 37 | |
| Сероводород | 0,0016 | | 0,0140 | 1,8 | 1,4 | 5 | |
| Фенол | 0,002 | 0,70 | 0,004 | 0,4 | 0,0 | 0 | |
| Аммиак | 0,017 | 0,43 | 0,0900 | 0,5 | 0,0 | 0 | |
| Формальдегид | 0,004 | 0,40 | 0,004 | 0,1 | 0,0 | 0 | |
| Бензол | 0,000 | 0,00 | 0,000 | 0,0 | 0,0 | 0 | |
| Толуол | 0,000 | | 0,001 | 0,0 | 0,0 | 0 | |
| Этилбензол | 0,000 | 0,00 | 0,000 | 0,0 | 0,0 | 0 | |
| Ортоксиол (C2H6) | 0,000 | | 0,000 | 0,0 | 0,0 | 0 | |

Выводы:

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

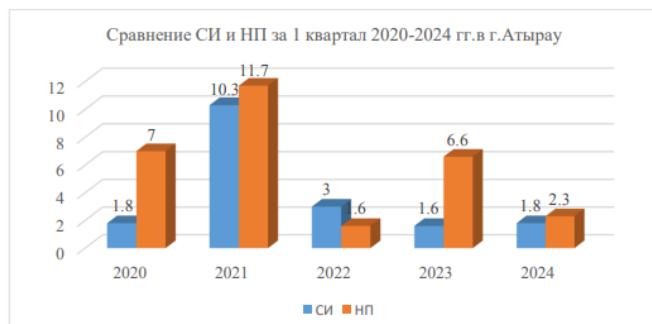


Рисунок 5. Сравнение СИ и НП

Как видно из графика, уровень загрязнения атмосферного воздуха на первом квартале г. Атырау за последние пять лет оценивался как «повышенный» за исключением 2021 года, где уровень «очень высокий». Количество превышений максимально-разовых ПДК было по взвешенным частицам (пыль) (9 случаев), сероводород (5 случаев), озон (приземный) (37 случаев). Увеличению концентрации сероводорода способствуют объекты нефтепереработки, транспортировки и пруд-накопителя производственных сбросов «Тухлая балка», расположенных на восточной подветриваемой стороне города, которые являются основными источниками загрязнения воздуха сероводородом. Повышении концентрации взвешенных частиц в воздухе способствуют частые ветра в регионе, поднимающие пыль с подстилающей поверхности земли.

Метеорологические условия

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

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

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Кульсары за 1 квартал 2024 года.

По данным стационарной сети наблюдений, уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как повышенный, он определялся значением СИ=4,5 (повышенный уровень) и НП=0% (низкий уровень) по сероводороду. Максимально-разовые концентрации сероводорода составила – 4,5 ПДКм.р.. По другим показателям превышений ПДК не наблюдалось. Случай экстремально высокого и высокого загрязнения (ВЗ и ЭВЗ): ВЗ (более 10 ПДК) и ЭВЗ (более 50 ПДК) не были отмечены.

Таблица 1.2-3

| Примесь | Средняя концентрация | | Максимальная разовая концентрация | НП % | Число случаев превышения ПДК _{м.р.} | | |
|--------------------------|----------------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------|--|--------|---------|
| | мг/м ³ | Кратность ПДК _{с.с.} | | | >ПДК | >5 ПДК | >10 ПДК |
| г. Кульсары | | | | | | | |
| Взвешенные частицы РМ-10 | 0,0001 | 0,00 | 0,1246 | 0,25 | | | |
| Диоксид серы | 0,0199 | 0,40 | 0,1242 | 0,25 | | | |
| Оксид углерода | 0,1717 | 0,06 | 2,0215 | 0,40 | | | |
| Диоксид азота | 0,0056 | 0,14 | 0,0630 | 0,32 | | | |
| Оксид азота | 0,0118 | 0,20 | 0,0633 | 0,16 | | | |
| Озон | 0,0170 | 0,57 | 0,0301 | 0,19 | | | |
| Сероводород | 0,0005 | | 0,0363 | 4,538 | 0 | 3 | |

Выводы:

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

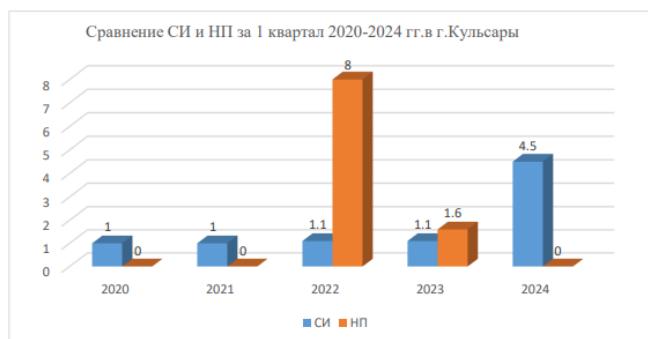


Рисунок 6. Сравнение СИ и НП

Как видно из графика, уровень загрязнения атмосферного воздуха на первом квартале города Кульсары, за последние пять лет в 2020 2021 и 2023 годах оценивался на «низком» уровне, а в 2021, 2024 годах качество воздуха оценивалось на «повышенным» уровне.

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

1.2.3. Поверхностные и подземные воды

Поверхностные воды

Территория Атырауской области достаточно скудно представлена приточными водами.

Территория месторождения характеризуется отсутствием постоянной речной сети.

Ближайший водоток пресных вод – река Жем (Эмба) находится на расстоянии около 45 км севернее. Дамбовые сооружения, отделяющие территорию от солено-нагонных явлений Каспийского моря (подъёма воды), расположены на расстоянии более 12 км от месторождения. Река начинается на западном склоне Мугоджарских гор. На расстоянии 100 км от побережья Каспийского моря от реки отделяются три рукава. В межень рукава пересыхают, кроме протоки Куржем, сток по которой поддерживается дамбой на р. Эмбе. Средний годовой расход воды у гидропоста села Жаркамыс составляет около 9,0 м³/с. Несмотря на относительно большой расход, р. Эмба редко доносит свои воды до Каспийского моря.

К крупным рекам региона относится река Урал (Жайык), проходящая через г. Атырау приблизительно в 145 км к западу от рассматриваемой территории.

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагыз (511 км), Ойыл (800 км). Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау.

Реки Ойыл, Эмба, Сагыз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевые, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110,5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Гидрогеологические условия северо-восточного побережья Каспия, к которому относится рассматриваемое месторождение, определяются повсеместным распространением четвертичного и албанского водоносных комплексов, с которыми тесно связан соровский комплекс.

Отличительной чертой рассматриваемой территории прикаспийской низменности является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется и оставляет грязевые равнины, солончаки или засоленные участки. Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

Каспийское море

Каспийское море представляет собой уникальный внутренний водоем, расположенный в центре Евразии. Береговая линия моря служит границей для пяти стран (Казахстан, Туркменистан, Иран, Азербайджан и Россия). Протяженность Каспия с севера на юг составляет 1200 км, ширина находится в пределах от 196 до 435 км.

Площадь Каспийского моря составляет около 376020 км², объем – 78200 тыс. м³. Максимальная глубина Каспия – 1025 м, средняя глубина – 208 м. Площадь водосбора составляет около 3,1 млн. км², из которых 29,4 % приходится на бессточные области. Общая протяженность береговой линии Каспия – 7 тыс. км, в пределах территории Казахстана около 2,32 тыс. км.

Реки составляют самый важный фактор общего водного баланса Каспийского моря. В Каспий впадает около 130 больших и малых рек, почти все из них впадают через северное и западное побережье. Порядка 90% впадающей пресной воды обеспечивается пятью самыми крупными реками: Волга (241 км³), Кура (13 км³), Терек (8,5 км³), Урал (8,1 км³), Сулак (4 км³). Море также питается за счет дождевых вод, общий объем дождевой воды, попадающей на поверхность моря, составляет 200 мм в год.

Каспий делится на три естественных физико-географических региона: Северный, Центральный и Южный. Северная часть Каспия представляет собой обширный мелководный регион. Основным фактором, определяющим гидрологический режим Северного Каспия, является сток рек Волги и Урала. Северо-Восточный Каспий имеет свои гидрологические особенности, которые связаны с его мелководностью, зависимостью от силы и направления ветра, взаимодействием с пресным стоком Урала и Волги и подтоком соленых вод из Среднего Каспия, высокой испаряемостью воды, быстрым прогреванием и охлаждением водных масс. Все это сказывается на

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

природных условиях прибрежных районов моря. Восточная часть Северного Каспия мелководна с низменным побережьем и малыми уклонами дна. Здесь средняя глубина составляет 2 м, а максимальная, в районе Уральской Бороздины, 8-10 м. Рельеф дна осложнен наличием банок, островов, бороздин. Восточная часть является полузамкнутым водоемом, гидрологический режим которого формируется в условиях континентального, аридного климата и определяется стоком вод рек Урала и Волги. Данная часть практически изолирована от непосредственного влияния вод Среднего Каспия.

Сведения об уровне моря за период с 2019 по 2022 годы, приведены по данным «Координационного комитета по гидрометеорологии и мониторингу загрязнения Каспийского моря (КАСПКОМ)» и «РГП Казгидромет». Уровень Каспийского моря, как замкнутого водоема, в отличие от колебаний уровня в морях, подвержен значительным многолетним, межгодовым и сезонным колебаниям. Данные колебание уровня относятся к типу объемных колебаний. Они отражают изменение объема водных масс в котловине моря, имеют относительно одинаковую величину для любого пункта моря и обычно они носят медленный, относительно плавный характер. Эти колебания создают фон, на котором развиваются кратковременные, резкие деформационные колебания уровня моря (сгонно-нагонные явления).

За историческое время (2 тыс. лет) диапазон изменения среднего уровня Каспийского моря составил 7 м – от минус 32,0 м до минус 25,0 м. Минимальный уровень в последние 2000 лет был во время дербентской регрессии (VI-VII века н.э.), когда он снижался до минус 32,0 м. За время, прошедшее после дербентской регрессии, средний уровень моря изменился в еще более узком диапазоне – от минус 30,0 м до минус 25,0 м.

В конце прошлого столетия отмечалось повышение уровня моря (максимальное значение – минус 26,6 м отмечалось в 1995 г.). Наиболее явное последнее снижение уровня моря по данным РГП Казгидромет, Бюллетеням КАСПКОМ фиксируется с 2006 г. В 2015 году уровень моря составил уже минус 27,89 м. Фоновый среднегодовой уровень Каспийского моря в 2016 и в 2017 гг. составил -27,99 м, что на 10 сантиметров ниже чем в 2015 году.

По спутниковым данным, и по данным наблюдений на прибрежных постах, средний уровень Каспийского моря в 2017 году практически не изменился относительно предыдущего года, оставшись на отметке, близкой к нулю (-28,0 м). Уровень Каспийского моря в 2019 г. по сравнению со средним годовым уровнем 2018 г. (28,03 м) снизился примерно на 17 см и составил -28,20 м. В 2020 году уровень практически не изменился.

В целом, в последние годы наблюдается тенденция устойчивого снижения уровня моря. Динамика изменения уровня Каспийского моря начиная с 1992 до середины сентября 2020 гг. по данным Морской службы спутникового мониторинга Copernicus Marine Environment Monitoring Service (CMEMS) приведена на рис. 7.

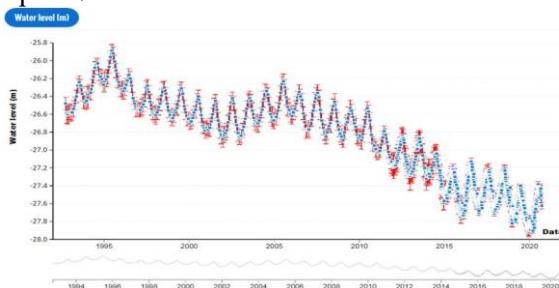


Рисунок 7. Динамика изменения уровня Каспийского моря в период с 1992 по 2020 гг.

На пике сезонного хода в июле 2021 года уровень Каспийского моря был более чем на 20 см ниже отметки июля предыдущего года (-28,26 и -28,02 м соответственно).

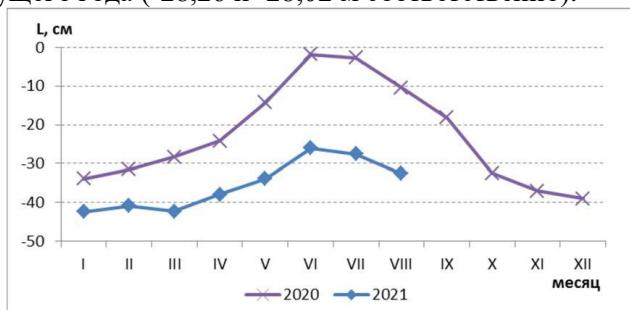


Рисунок 8. Сезонный ход уровня Каспийского моря в 2021 г. в сравнении с 2020 г.
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Последние два года уровень Каспийского моря также снижается. На пике сезона хода в июне 2022 года уровень Каспийского моря был на 25 см ниже отметки июня предыдущего года (-28,51 и -28,26 м соответственно).

Основной причиной снижения уровня является низкий сток реки Волги, наблюдаемый второй год подряд (2021 и 2022 годы).

Ход уровня Каспийского моря в течение последних двух лет можно проследить также по спутниковым данным CMEMS – Copernicus Marine Environment Monitoring Service.

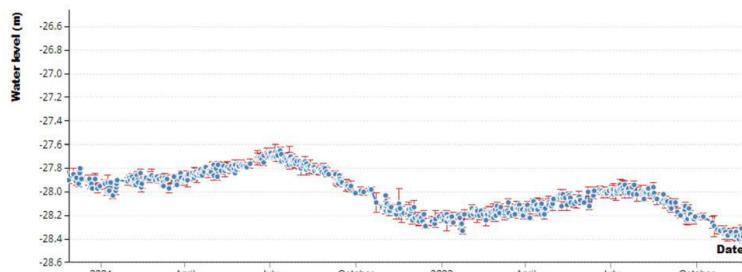


Рисунок 9. Сезонный ход уровня Каспийского моря в 2021 и 2022 гг.

Уровень моря продолжает снижаться и, по состоянию на январь 2022 г., составлял минус 28,33 м.

В северной части Каспийского моря по оперативным данным морских станций и постов (Пешной, Жанбай, Кулалы остров, Тюлений (Росгидромет)), среднее значение уровня моря соответствовало отметке минус 28,44 м.

По оперативным данным морских станций и постов (Форт-Шевченко, Актау, Фетисово и Махачкала (Росгидромет)) среднее значение уровня Каспийского моря, соответствовало отметке минус 28,75 м, максимальное минус 28,45 м, минимальное минус 29,41 м.

Мониторинг качества поверхностных вод на территории Атырауской области

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

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

Таблица 1.2-4

| Наименование водного объекта | Класс качества воды | | Параметры | ед. изм. | концентрация |
|------------------------------|---------------------------|------------------|-----------|--------------------|--------------|
| | 1 квартал 2023 г. | 1 квартал 2024г. | | | |
| р. Жайык | 4 класс | 4 класс | Магний | мг/дм ³ | 30,7 |
| пр.Перетаска | 4 класс | 4 класс | Магний | мг/дм ³ | 30,5 |
| пр.Яик | 4 класс | 4 класс | Магний | мг/дм ³ | 37,6 |
| р.Кигаш | не нормируется (>5 класс) | 3 класс | Магний | мг/дм ³ | 26,4 |
| пр.Шаронова | 4 класс | 3 класс | Магний | мг/дм ³ | 26 |

Как видно из таблицы в сравнении с 1 кварталом 2023 года качество поверхностной воды пр.Шаронова с 4 класса перешло в 3 класс, р.Кигаш с выше 5 класса перешло в 3 класс - улучшилось. Качество поверхностных вод реки Жайык, протоков Перетаска и Яик существенно не изменилось. Основными загрязняющими веществами в водных объектах по Атырауской области является магний. Случаи высокого загрязнения (ВЗ) и экстремально высокого загрязнения (ЭВЗ) За 1 квартал 2024 года на территории Атырауской области случаи ВЗ и ЭВЗ не обнаружены.

Результаты мониторинга качества поверхностных вод по гидробиологическим (токсикологическим) показателям на территории Атырауской области

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

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

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

Подземные воды

На месторождении Пустынное подземные воды приурочены в основном к отложениям альбского и сеноманского ярусов.

Альб-сеноманский водоносный горизонт имеет широкое распространение в пределах рассматриваемой территории. Воды альб- сеноманских отложений содержатся в толще разнозернистые пески и песчаников с прослойми глин, галечников и желваков фосфорита. Пересякаются они преимущественно слабоводоносным, местами водоупорным карбонатным комплексом туронских отложений. По данным химических анализов воды относятся к хлоркальциевому типу.

Горизонт K_{2c}-2. Состав и свойства пластовых вод исследованы по 1 пробе из скважины К-30.

Общая минерализация изменяется составляет 714,62 г/дм³. Плотность воды составляет 1,079 г/см³. Содержание хлора – 66465 мг/дм³, щелочных металлов (натрия и калия) - 29079 мг/дм³, кальция – 0,1 мг/дм³, магния – 0,81 мг/дм³, гидрокарбонатов – 0,029 мг/дм³, сульфатов – 0,49 мг/дм³, среда вод слабокислая рН-7,2.

Горизонт K_{2c}-1 Состав и свойства пластовых вод исследованы по 1 пробе из скважины К-39.

Общая минерализация изменяется составляет 307,84 г/дм³. Плотность воды составляет 1,09 г/см³. Содержание хлора – 715852 мг/дм³, щелочных металлов (натрия и калия) – 40,14 мг/дм³, кальция – 4,25 мг/дм³, магния – 1,16 мг/дм³, гидрокарбонатов – 0,06 мг/дм³, сульфатов – 1,61 мг/дм³, среда вод слабокислая рН-7,3.

Стратификация подземных вод

В толще Прикаспийской впадины выделяются три гидрогеологических этажа. Первый (нижний) этаж охватывает обводненную часть до палеозойского и палеозойского фундамента, породы которого представлены дислоцированными складчатыми осадочными образованиями и содержат трещинные и трещинно-пластовые подземные воды.

Второй этаж состоит из пород от верхнего триаса до палеогена включительно и является наиболее мощной водоносной толщей на данной территории, включающей в себя многочисленные водоносные горизонты и комплексы, содержащие напорные и высоконапорные подземные воды.

Третий этаж – песчано-глинистые несцементированные отложения неогенового и четвертичного возраста. К ним приурочены грунтовые (не напорные) и субартезианские (слабо напорные) подземные воды [Сыдыков Ж.С. Подземные воды Каспийского нефтегазоносного региона. Алматы, 2001].

Подземные воды содержатся практически во всех стратиграфических подразделениях, слагающих геолого-гидрогеологический разрез рассматриваемой территории

Прикаспийской впадины.

Областями питания глубинных водоносных горизонтов являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугоджары, где вмещающие их отложения выходят на поверхность. Напорные уровни, созданные в областях питания, определяют юго-западное и западное направления движения подземных вод в сторону северо-восточной части Каспийского моря.

Отличительными чертами гидрогеологических условий рассматриваемого региона являются: многоярусность и выдержанность водоносных горизонтов и комплексов по простирации, преобладание в разрезе глинистых и мергелистых слабопроницаемых пород, наличие сложной соляно-купольной тектоники и штоков каменной соли, сравнительно близко подходящих к дневной поверхности. Эти факторы, наряду с засушливым климатом, слабой естественной дренированностью и отсутствием постоянно действующих водотоков, обусловили преимущественное формирование высокоминерализованных подземных вод.

Источником питания всех водоносных горизонтов четвертичных отложений являются атмосферные осадки, воды Каспия и, очень редко, воды подстилающих отложений.

1.2.4. Растительный и животный мир

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

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

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

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

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

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

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

На светлокаштановых супесчаных почвах преобладают т^трово-ковылковые (*Stipa lessindiana*, *S. capillata*), ереково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropiron flagile*), житняково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropiron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchiana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полигидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовье (*Agropiron ramosum*), пырейные (*Elitriga repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragapon stepposum*).

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

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

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

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

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

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

Согласно литературным данным и результатам проведённых экологических исследований фауна беспозвоночных (членистоногие) животных на территории ТШО представлены не менее чем 2443 видами из 1064 родов, 135 семейств и 14 отрядов насекомых, и 70 видов из 44 родов 19

семейств 5 отрядов паукообразных. За время проведения энтомологических исследований в 2010 и 2011 годах отмечено 389 видов членистоногих (166 и 315 видов соответственно), из них: 1 вид Губоногих (*Chilopoda*), 1 вид Ракообразных (*Crustacea*), 257 видов Насекомых (*Insecta*) и 132 вида Паукообразных (*Arachnida*).

В количественном отношении во всех типах экосистем преобладают мокрицы (*Isopoda*), пауки (*Gnaphosidae*, *Oxyopidae*, *Salticidae*, *Zodariidae* и др.), скорпион (*Mesobuthus eupeus*), солыгуга (*Galeodes caspius*), прямокрылые (*Acrididae*), равнокрылые (*Hemiptera*), жуки или жестокрылые (*Carabidae*, *Circulionidae*, *Tenebrionidae*, *Staphylinidae* и др.), бабочки или чешуекрылые (*Noctuidae*, *Pieridae* и др.) и муравьи (*Formicidae*). В песчаных и солончаковых пустынях доминируют прямокрылые и двукрылые (*Diptera*), по берегам водоемов (пруды-испарители) – жестокрылые, чешуекрылые (*Lepidoptera*), двукрылые и перепончатокрылые (*Hymenoptera*).

Из паукообразных наиболее распространённым является азиатский скорпион (*Buthus eupeus*) – до 45 особей на 1 км. Численность представителя семейства мокриц, отряда равноногие ракообразные, пустынной мокрицы (*Hemilepistus sp.*) составляет до 7 поселений на 100 м. Паук *Mogrus sp.* (примерно 1 экз. на 10 кв. метров по результатам визуальных учётов) распространен по всей территории ТШО и имеет высокую численность.

Из общего числа видов, собранных разными методиками, выделено 26 видов, которые можно считать доминантными (фоновыми): 18 видов насекомых из отряда жестокрылые (*Blaps pruinosa*, *Blaps lethifera*, *Tentyria gigas*, *Trigonoscelis muricata*, *Microdera convexa*, *Pimelia cephalotes*, *Gonocephalum rusticum*, *Diaphanidus ferrugineus*, *Scleropatrum hirtulum*, *Bothynoderes punctiventris*, *Phacephorus nebulosus*, *Chromosomus fischeri*, *Curtonotus armeniacus*, *Mesagroicus poriventris*, *Conorrhynchus faldermanni*, *Harpalus circumpunctatus*, *Brachinus brevicollis*, *Aelosomus rossiae*) и 8 видов паукообразных из отряда пауки (*Xysticus tristrami*, *Gnaphosa mongolica*, *Berlandina caspica*, *Berlandina charitonovi*, *Berlandina spasskyi*, *Oxyopes globifer*, *Mogrus larisae* и *Devade indistincta*).

Значительная часть видов рептилий на рассматриваемой территории имеет широкое распространение в регионе и относится к экологически пластичным, многочисленным представителям герпетофауны. К таким видам относятся степная агама (*Agama sanguinolentus*), быстрая (*Eremias velox*) и разноцветная ящурки (*Eremias arguta*), песчаный удавчик (*Eryx millaris*), узорчатый полоз (*Elaphe dione*) и стрела змея (*Psammophis lineolatus*).

К редким и малочисленным рептилиям территории Партнерства ТШО можно отнести полоза Палласа (*Elaphe quatuorlineata*) и среднеазиатскую черепаху (*Testudo horsfieldii*). Видовой состав рептилий и амфибий на территории ТШО с момента начала промышленной эксплуатации месторождений практически не изменился в сторону уменьшения, что говорит о внешнем благополучии в экосистемах для обитания рассматриваемых видов.

За весь многолетний период проведения исследовательских работ на территории ТШО зарегистрировано 198 видов птиц, принадлежащих 19 отрядам и 44 семействам. Из них 24 вида занесены в Красную книгу Казахстана. Наиболее высокая численность птиц и большое их видовое разнообразие на рассматриваемой территории отмечается в период весенних и осенних миграций. Наиболее плотно населены как в видовом отношении, так и в количественном пруды- испарители, где водоплавающие и околоводные птицы останавливаются на отдых перед предстоящим перелетом, часть остается на гнездование.

Морские мелководья Северо-Восточного Каспия в районе м. Тенгиз (заросли тростника западнее дамбы) являются местом гнездования не менее 40 видов птиц. Качественный и количественный состав птиц в разные сезоны года подвержен изменениям. В период сезонных миграций видовой состав и численность птиц значительно повышаются.

Среди гнездящихся на суше птиц встречается более 30 видов. На искусственных сооружениях строят свои гнезда 2 вида соколообразных (курганник и пустельга); на постройках гнездятся сизый голубь, домовый сыч и около 10 видов воробьинообразных (стрижи, ласточки, каменки, выорки, воробы).

Дневные хищные птицы в небольшом количестве представлены степным орлом, курганником, болотным (только на прудах-испарителях), полевым и луговым лунями.

Довольно часто встречается обыкновенная пустельга. Из ночных хищных птиц зарегистрировано обитание филина, домового сыча, болотной совы.

В небольшом количестве встречаются представители ракшеобразных - зеленая и золотистая щурки) и удодообразных - удод.

Из группы врановых птиц присутствует галка и серая ворона, а из синантропных видов – домовый воробей (в.п.Шанырак и в.п.ТШО), деревенская ласточка и кольчатая горлица (в.п.Шанырак).

В биотопах солончаковой и песчаной пустынь доминируют по численности и встречаемости серый и степной жаворонки. В небольшом количестве встречались зеленая щурка, желчная овсянка, полевой жаворонок, пустынная каменка и другие. Дневные хищные птицы представлены в основном, курганником и обыкновенной пустельгой.

Сопоставление данных учетов птиц в сходных биотопах на территориях вблизи производства и на фоновых участках показало, что видовой состав и плотность размещения птиц существенно не различаются, это говорит о слабой степени воздействия действующего производства на распределение и количественный состав гнездящихся здесь видов.

Вдоль Каспийского моря проходит миграционный коридор большого количества птиц.

Весенняя миграция птиц в северной части Каспия проходит с начала марта до конца мая.

Осенняя миграция проходит с середины августа по ноябрь.

Наиболее массовые мигрирующие эколого-систематические группы птиц схожи как весной, так и осенью, только весной интенсивность их перемещений значительно выше, что обусловлено более сжатыми сроками пролёта.

В фауне млекопитающих, преобладающее положение занимают мелкие грызуны, порядка 10 видов (Большая песчанка – *Rhombomys opimus*, Краснохвостая песчанка – *Meriones libycus*, Обыкновенная слепушонка – *Ellobius talpinus* и др.). Насекомоядные представлены ушастым ежом, малой белозубкой и пегим пугораком.

Из рукокрылых на рассматриваемой территории встречаются двухцветный (*Vespertilio murinus*) и поздний (*Eptesicus serotinus*) кожаны.

Группа хищных млекопитающих представлена следующими видами Волк – *Canis lupus*; Корсак – *Vulpes corsac*; Лисица – *Vulpes vulpes*; Степной хорь – *Mustela eversmanni*.

Зайцеобразные представлены зайцем-толаем и отмеченным при проведении исследований 2010-2011 годов зайцем-русаком.

Численность большинства видов грызунов, зайцеобразных, насекомоядных и хищных млекопитающих находится на уровне среднемноголетних показателей.

Деятельность ТШО не влияет на миграционную активность птиц и животных, так как основные пути их миграции находятся вне объектов ТШО.

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

1.2.5. Характеристика геологического строения

1.2.5.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

На месторождение Пустынное бурением вскрыты отложения от мелового до четвертичных включительно, по которым дается литологическая характеристика.

Расчленение вскрытого разреза отложений на отели и ярусы было произведено, в основном, по данным электро-и гамма каротажного материала, с учетом литологических особенностей и данных микрофаунистического анализа.

Меловая система (К)

Нижнемеловый отдел (К₁)

Верхне-альбский подъярус (К_{1al2})

Верхнеальбская микрофауна в образцах керна не была найдена. Были обнаружены единичные находки микрофауны, по которым палеонтологами возраст определен как нижнемеловой.

Литологически отложения верхнего альба представления глинами с прослоями песков и песчаников.

Глины серые и темно – серые, местами пепельно – серые, песчанистые, с включением песка светло – серого алевритового и мелкозернистого содержащего мелкие обуглившиеся растительные остатки.

Песчаники серые, мелкозернистые, крепкие, известковистые. Мощности прослоев песков и песчаников колеблются в пределах 2-3 м.

Верхнемеловой отдел (К₂)

В разрезе верхнемеловых отложений нами выделены ярусы: сеноманский, турон – коньянский, сантонский, кампанский, маастрихтский и датский.

Резких колебаний мощности верхнемеловых отложений, за исключением сеномана, на описываемых структурах не наблюдается. Этому периоду осадконакопления видимо соответствует замедленный рост соляных куполов. На схеме сопоставления верхне – меловых отложений по нефтяным участкам структуры Пустынной видно, что мощности ярусов верхнего мела (от датского яруса до туронского включительно) постепенно увеличиваются по падению от свода к периферии.

Сеноманский ярус (K_{2s})

На размытую поверхность верхнего альба несогласно ложатся отложения сеноманского яруса. Литологический состав пород сеномана представлен песками, песчаниками и глинами.

Глины темно – серые, плотные, песчанистые, неизвестноистые, с гнездами и прослойками светло – серого алеврита, содержащего растительные остатки.

Пески серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, глинистые, слабо уплотненные.

Песчаники серые и темно – зеленовато – серые, мелкозернистые, крепкие, кавернозные, карбонатные, с включением пирита.

Турон – коньякский ярус (K_{2t+k})

Отложения этого возраста трансгрессивно залегают на отложениях сеномана и литологически представлены однообразной толщей мергелей и глин, имеющих, в основном, серовато – зеленую окраску.

Мергели песчанистые и слабопесчанистые, плотные, с фукоидами, заполненными светло – серой глиной, с обломками раковин иноцерам.

В подошве турона залегает базальный горизонт, сложенный алевролитом о гравием и галькой. Глины мергелеподобные, плотные, карбонатные.

Отложения туронского и коньякского ярусов литологически однообразный, вследствие чего они имеют общую каротажную характеристику и рассматриваются на профилях совместно, но по фауне фораминифер выделяются как туронский, так и коньякский ярусы.

Сантонский ярус (K_{2sn})

Отложения сантона встречены всеми пробуренными скважинами.

По микрофауне отложения сantonского яруса подразделяются на нижний и верхний подъярусы.

Верхний сантон представлен глинами и мергелями.

Глины светло – зеленые, слабо – песчанистые, плотные, известковистые, с обломками фауны.

Мергели серовато – белые, светло – зеленые, светло – серые, слабо песчанистые, плотные, глинистые.

Нижний сантон сложен мелом и глинами.

Мел белый и серовато – белый слабопесчанистый, плотный, слагает верхнюю часть нижнего сантонса.

Глины светло – зеленые, слабо песчанистые, мергелистые, плотные с обломками фауны.

Кампанский ярус (K_{2km})

Отложения представлены мергелями, о подчиненными прослойями глин.

Мергели зеленовато – серые, зеленые плотные, с включением пирита и обломков раковин.

Глины зеленые, плотные с прослойками и включением серовато – белого мела.

Маастрихтский ярус (K_{2m})

Маастрихтские отложения слагают оводы крыльев и грабены обоих куполов.

Мощная толща маастрихтского яруса представлена однообразной пачкой мела с редкими прослойками мергелей.

Мел белый, плотный, писчий с обломками раковин.

Мергели зеленовато – серые плотные. Мергели встречаются, в основном, в подошве маастрихта.

Четвертичная система (Q)

Осадки четвертичного возраста имеют на куполе оплошное распространение и представлены как древними, так и новокаспийскими отложениями.

Четвертичные отложения залегают горизонтально, но с несогласием на отложениях неогена, палеогена дата и маастрихта.

Литологически отложения представлены песками и глинами.

Глины коричневые, темно – зеленовато – желтые, вязкие, песчанистые, известковистые.

Пески желтые и серовато – желтые, рыхлые, иногда глинистые, загипсованные с многочисленными обломками раковин.

1.2.5.2. Тектоника

Соляной купол Пустынное расположено в западной части Караганского прогиба. Представление о конфигурации и характере залегания соляного ядра дает структурная карта по IV отражающему горизонту (кровле кунгурского яруса нижней перми). Соляное тело купола Пустынного имеет два склона: западный- пологий и восточный- крутой.

Надсолевое строение купола Пустынное отображено на структурной карте по подошве турона. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Структура в сводовой части экранируется сбросами (f_1 и f_2), образуя грабен субмеридионального простирания, делящий структуру на два крыла: западное- приподнятое и восточное- погруженное, а крылья свою очередь разбиты на поля.

Западное крыло является продуктивными и разбито сбросами незначительной амплитуды (f_3 , f_4 , f_5 , f_6) на 5 (I, II, III, IV, V) полей.

Поле I представляет собой опущенный участок, ограниченный с востока сбросом грабена f_1 , а с юга сбросом f_3 и рисуется в виде моноклинали.

Поле II является наиболее приподнятым участком западного крыла ограниченным с юго-востока сбросом грабена f_1 , а с юга и севера сбросами f_3 и f_4 . На структурной карте поле рисуется в виде полусвода.

Поле III несколько опущено относительно II и приподнято относительно поля IV, ограничено основным сбросом грабена f_1 и двумя поперечными сбросами f_4 и f_5 . На структурной карте поле рисуется в виде моноклинали.

Поле IV является наиболее опущенным участком западного крыла, образованного сбросами f_5 и f_6 , направленными друг к другу. На структурной карте поле рисуется в виде моноклинали.

Поле V относится к числу приподнятых участков западного крыла. На юге изогипсы в виде полусвода примыкают к сбросу габена f_1 , а на севере срезаны сбросом f_6 .

Восточное крыло отделяется от западного грабена и делится на два поля- Северное и Южное.

1.2.5.3. Нефтегазоносность

Месторождение Пустынное расположена в зоне соляных куполов Каратонского прогиба, являющейся перспективной в нефтеносном отношении. В связи с тем, что на структуре надсолевые отложения имеют максимальные мощности, есть основание считать, что основные нефти содержащие свиты сохранились.

На месторождение Пустынное 16 скважинами вскрыты 3 нефтяных горизонтов отложений нижнего и верхнего мела: один в отложениях апта (K_{1a}) и два- в сеномане (K_{2c-1} и K_{2c-2}). Залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные сбросами и расположены на западном пологом крыле структуры.

В отложениях сеномана выделены по каротажу два нефтеносных пласта (K_{2c-2} и K_{2c-1}), разобщенных между собой глинистой пачкой, мощность которой колеблется от 15 м до 23 м. Из них в горизонте K_{2c-2} по данным ГИС продуктивные коллекторы установлены в пределах блоков I, II и III, в горизонте K_{2c-1} продуктивные коллекторы установлены в пределах блоков II и III.

Горизонт K_{2c-2} . Верхний сеноманский пласт вскрыт скважинами Г-2, Г-3, Г-4, Г-11, К-19, К-21, К-24, К-30, К-32, К-35, К-39, К-41, К-42, К-43, К-46, К-48.

Блок I. По данным ГИС в разрезе скважина К-21 выделены нефтенасыщенные коллекторы, в скважине К-24 коллектора фациально-замещены.

УВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 323,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи равна 5,1 м, размеры залежи 0,6x0,6 км. Площадь залежи составляет 570 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок II. По данным ГИС в разрезе скважин Г-2, Г-3, Г-11, К-19, К-30, К-32, К-35, К-48 выделены нефтенасыщенные коллекторы.

Испытание проводилось в скважине К-30 в интервале 274-269 м., в результате получена нефть с водой. Испытание проводилось в скважине К-30 в интервале 274-269 м., в результате получена нефть с водой.

В скважине Г-2 в инт. перфорации 289-299 м получен приток нефти дебитом 1,95 м³/сут. В инт. перфорации 271-281, 290-300 испытание произведено совместно с горизонтом K_{2c-2} , где получен приток нефти дебитом 2,4 м³/сут.

Минимальная отметка кровли коллектора в скважине Г-2 по данным ГИС находится на минус 294,5 м. УВНК принят на отметке минус 326,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи равна 31,6 м, размеры залежи 2,2x1,1км. Площадь залежи 1042 тыс.м². Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок III. По данным ГИС в разрезе скважин Г-4, К-39, К-41, К-42, К-43, К-46 выделены нефтенасыщенные коллекторы.

УВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 330,5м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи равна 21,9 м, размеры залежи 1,7x1,0 км. Площадь залежи составляет 532 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Горизонт K_{2c-1}. Нижний сеноманский продуктивный пласт вскрыт скважинами Г-2, К-30, К-32, К-35, К-39, К-41, К-42. Литологически пласт представлен песком мелкозернистыми, рыхлым, нефтяным, испытан в скважинах К-30 в интервале 289-299 м. и К-39 в интервале 302-295 м. В результате испытания в скважине К-30 получена нефть и вода с общим дебитом 2,64 м³/сутки.

Блок II. По данным ГИС в разрезе скважин Г-2, К-30, К-32, К-35 выделены нефтенасыщенные коллекторы.

Испытание проводилось в скважине К-30 в интервале 274-269 м., в результате получена нефть с водой. Испытание проводилось в скважине К-30 в интервале 274-269 м., в результате получена нефть с водой.

Минимальная отметка кровли коллектора в скважине Г-2 по данным ГИС находится на минус 310,9 м. УВНК принят на отметке минус 328,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи равна 17,7 м, размеры залежи 1,6x0,55км. Площадь залежи 613тыс.м². Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок III. По данным ГИС в разрезе скважин К-39, К-41, К-42, выделены нефтенасыщенные коллекторы.

УВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 332,5м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи равна 7,9 м, размеры залежи 1,6x0,3 км. Площадь залежи составляет 400 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

В отложениях апта по данным ГИС продуктивные коллекторы установлены в пределах блока II.

Испытание проводилось в скважине Г-2 в интервале 760-764 м., в результате получена нефть с водой.

Горизонт K_{1a}.

Блок II. К данному горизонту приурочена нефтяная залежь, вскрытая только скважиной Г-2.

УВНК принят на отметке минус 791,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи равна 9,0 м, размеры залежи 1,4x0,3 км. Площадь залежи 337 тыс.м². Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

1.2.5.4. Характеристика толщин коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

С целью изучения и уточнения разреза, физико-литологической характеристики пород, слагающих разрез, при бурении скважин отбирался и анализировался керновый материал.

На месторождение Пустынное керн отобран и проанализирован в скважинах К-30, К-32, К-35, К-39, К-41.

Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами. Выделение коллекторов и оценка эффективных, эффективных нефтенасыщенных толщин произведено по комплексу ГИС.

Ниже проводится характеристика толщин по каждому горизонту:

Горизонт K_{2c-2}.

Блок I. Общая толщина горизонта изменяется от 14 м до 16 м, в среднем составляя 15м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 4,3 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,29 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,80 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,317 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

Фильтрационно-емкостные свойства по керну не изучены.

Блок II. Общая толщина горизонта изменяется от 15,0 м до 17,6 м, в среднем составляя 16,4м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 7,1 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,29 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,80 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,438 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

Фильтрационно-емкостные свойства по керну не изучены.

Блок III. Общая толщина горизонта изменяется от 10,7 м до 15,0 м, в среднем составляя 13,3м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 6,4 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,22 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,73 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,495 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

Фильтрационно-емкостные свойства по керну не изучены.

Горизонт K_{2c-1}.

Блок II. Общая толщина горизонта изменяется от 19,9 м до 21,5 м, в среднем составляя 20,4м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 7,4 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,29 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,80 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,362 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,03 д.ед., проницаемость - $0,048 \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$

Блок III. Общая толщина горизонта изменяется от 10,9 м до 13,7 м, в среднем составляя 12,2м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 5,3 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,22 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,73 д.ед. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,438 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,03 д.ед., проницаемость - $0,166 \text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$

Горизонт K_{1a}.

Блок II. Общая толщина горизонта составляет 8,0м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 4,0 м.

По данным ГИС коэффициент пористости в среднем составляет 0,25 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,57 д.ед. Коэффициент песчанистости составляет 0,928 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

Таблица 1.2.5-1 - Характеристика толщин горизонта (объекта)

| Толщина | Наименование | K _{2c-2} | | | По пласту в целом | K _{2c-1} | | Поплакту в целом | K _{1a} |
|-----------------|-------------------------|-------------------|-----------|-----------|-------------------|-------------------|-----------|------------------|-----------------|
| | | Блок-I | Блок-II | Блок-III | | Блок-II | Блок-III | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 3 | 5 | 6 | 3 |
| Общая | Количество скважин, шт. | 2 | 8 | 6 | 16 | 4 | 3 | 7 | 1 |
| | Средняя, м | 16,4 | 16,4 | 13,3 | 15,2 | 20,4 | 12,2 | 16,9 | 8,7 |
| | Коэффициент вариации | 0,021 | 0,053 | 0,140 | 0,129 | 0,031 | 0,094 | 0,247 | - |
| | Интервал изменения, м | 16,0-16,7 | 15,0-17,6 | 10,7-15,0 | 10,7-17,6 | 19,9-21,5 | 10,9-13,7 | 10,9-21,5 | - |
| Нефтенасыщенная | Количество скважин, шт. | 1 | 8 | 6 | 15 | 4 | 3 | 7 | 1 |
| | Средняя, м | 5,1 | 7,1 | 6,4 | 6,7 | 7,4 | 5,3 | 6,5 | 4,0 |
| | Коэффициент вариации | - | 0,200 | 0,285 | 0,247 | 0,083 | 0,088 | 0,179 | - |
| | Интервал изменения, м | - | 5,2-10,0 | 4,5-10,0 | 4,5-10,0 | 6,6-8,0 | 5,0-6,0 | 5,0-8,0 | - |
| Водо-насыщенная | Количество скважин, шт. | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Средняя, м | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Коэффициент вариации | - | - | - | - | - | - | - | - |
| | Интервал изменения, м | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Эффективная | Количество скважин, шт. | 1 | 8 | 6 | 15 | 4 | 3 | 7 | 1 |
| | Средняя, м | 5,1 | 7,1 | 6,4 | 6,7 | 7,4 | 5,3 | 6,5 | 4,0 |
| | Коэффициент вариации | - | 0,200 | 0,22485 | 0,247 | 0,083 | 0,088 | 0,179 | - |
| | Интервал изменения, м | - | 5,2-10,0 | 4,5-10,0 | 4,5-10,0 | 6,6-8,0 | 5,0-6,0 | 5,0-8,0 | - |

Таблица 1.2.5-2 - Статистические показатели характеристик неоднородности пласта по продуктивным горизонтам

| Горизонты | Блок | Кол-во | Коэффициент песчанистости, доли ед. | | | Коэффициент расчлененности | | |
|-----------|------|--------|-------------------------------------|---------|----------|----------------------------|---------|--------|
| | | | среднее | Коэффи- | интервал | среднее | Коэффи- | Интер- |

| | | скв-н. | значение | центр вариации | изменения | значение | центр вариации | вал изменения |
|-------------------------|-----|--------|----------|----------------|-------------|----------|----------------|---------------|
| K_{2c-2} | I | 1 | 0,317 | - | - | 1,0 | - | - |
| | II | 8 | 0,438 | 0,219 | 0,332-0,667 | 1,0 | - | - |
| | III | 5 | 0,495 | 0,382 | 0,300-0,885 | 1,2 | 0,319 | 1,0-2,0 |
| K_{2c-1} | II | 4 | 0,362 | 0,076 | 0,325-0,400 | 1,0 | - | - |
| | III | 3 | 0,438 | 0,039 | 0,417-0,459 | 1,0 | - | - |
| K_{1a} | II | 1 | 0,500 | - | - | 1,0 | - | - |

1.2.5. Характеристика почвенного покрова

Согласно районированию Казахстана, территория месторождения расположена в подзоне бурых почв северной пустыни в пределах Прикаспийской провинции. Зональными почвами подзоны северных пустынь являются бурые пустынные почвы. Однако ввиду молодости территории, близкого залегания к поверхности минерализованных грунтовых вод и многостороннего влияния на почвообразовательный процесс Каспийского моря, преобладающее распространение на описываемой территории получили слабо сформированные засоленные почвы гидроморфного ряда. Разнообразие условий почвообразования приводит к неоднородности почвенного покрова, комплексности и многообразием комбинаций почв. Малое количество осадков, высокие положительные температуры, низкая относительная влажность воздуха, своеобразный состав растительности, короткий период биологической активности почв приводят к разложению органических остатков до простых минеральных соединений, всё это не способствует накоплению органического вещества в почве.

Особенностями почвенного покрова являются:

- низкое содержание гумусовых веществ и минеральных элементов питания, небольшая мощность гумусового горизонта почв;
- карбонатность почв и щелочная реакция почвенной среды;
- развитие процессов засоления почв;
- наличие техногенно-нарушенных (перемещённые почво-грунты) земель.

Почвообразующими породами служат первичные морские и древние аллювиальные отложения легкого механического состава (супеси и пески), в прибрежной полосе Каспийского моря часто с включениями морских ракушек.

На основании имеющихся фондовых материалов и исследований, проведенных в предыдущие годы на территории ТШО (Экологические исследования..., 2010-2014 гг.), составлена почвенная карта М 1:50 000, на которой выделены следующие почвенные виды:

- Бурые солончаковые;
- Бурые солончаковые;
- Лугово-бурые солончаковые;
- Лугово-бурые солончаковые;
- Солончаки соровые;
- Солончаки приморские;
- Луговые приморские солончаковые;
- Луговые приморские солончаковые;
- Пески мелкобугристые закрепленные;
- Пески мелкобугристые полузакрепленные;
- Пески барханные;
- Техногенно нарушенные земли;
- Примитивные приморские засоленные;
- Морские песчаные отложения.

На территории лицензии на добычу ТШО наибольшее распространение имеют луговые приморские солончаковые почвы (37,9%), бурые солончаковые (12,4%), солончаки приморские (11,11%) и пески грядово-бугристые (11,0%) занимают меньшие территории.

Солончаки соровые и примитивно-приморские почвы засоленные занимают 8,5% и 5,8 % соответственно.

Почвенные разности характеризуются значительной комплексностью (чередованием участков с различными типами и подтипами почв) и показаны на почвенной карте.

Бурые почвы

Описываемые почвы выделены в восточной части исследуемой территории на полого-буристой поверхности позднехвалынской равнины, а также на повышениях новокаспийской морской равнины.

Бурьи почвы являются зональными почвами пустынь. Формируются в автоморфных условиях (сильноминерализованные грунтовые воды залегают глубже 6 м) под изреженной растительностью, представленной ереком, полынями белоземельной и Лерховской, изенем, эфемерами (маргут, мятыник). Почвообразующими породами служат морские отложения преимущественно легкого механического состава (супеси и пески).

В ходе изысканий на территории выделены солончаковые роды бурьих почв.

Бурьи солончаковые почвы

Распространены, занимая доминирующее положение на площадках MS-3 и MS-4, DP-21, DP-22 и DP-23 и подчиненное на MS-1.

Формируются эти почвы на повышениях, образуя комплексы с лугово-бурьими и луговыми приморскими почвами, солончаками.

Профиль описываемых почв более однородный, хотя довольно ясно выделяются горизонты А и В. Мощность горизонта А колеблется от 7 до 18 см, цвет его серовато-палевый или серовато-бурый. В цвете нижележащего горизонта (мощностью 15-30 см) преобладают бурые тона. Горизонт В сменяется переходным иллювиально-карбонатным горизонтом ВС с редкими расплывчатыми пятнами карбонатов, но чаще горизонт В переходит в материнскую породу, представленную золовыми отложениями. На глубине 30-80 см описываемые почвы содержат в заметном количестве легкорастворимые соли.

Содержание гумуса в горизонтах в почвах очень низкое, менее 2%. Уровень содержания валового азота низкий (0,05-0,1%), общего фосфора – низкий и очень низкий (менее 0,08%).

Описываемые почвы карбонатные с поверхности и по всему почвенному профилю. В верхнем горизонте карбонатов содержится 3,7-10,3%. Закономерности в распределении карбонатов вглубь по профилю не отмечено. Почвы обладают нейтральной и слабощелочной (редко – щелочной) реакцией водного раствора (рН в гумусовых горизонтах 6,4-8,1).

Сумма обменных катионов невысока, 5,16-6,83 мг-экв на 100 г почвы. Лишь в отдельных случаях, содержание катионов достигает 11,28 мг-экв. В составе поглощенных оснований доминируют кальций и магний. Значительна и доля натрия (до 14%), что, по-видимому, связано с активным внедрением на поглощающий комплекс натрия из сильно минерализованных почвенных растворов. Отсутствие солонцеватости подтверждается морфологическими свойствами почв, а также отсутствием в составе растительности биоргана и черной полыни, как индикаторов солонцеватости. Отличительной чертой бурьих солончаковых почв является засоление водо-растворимыми солями в слое 30-80 см. Плотный (сухой) остаток составляет 0,19-1,44%. Однако содержание токсичных солей невысокое 0,21-0,49%. Степень засоления слабая, реже – средняя. В нижней части профиля характеризуемых почв отмечено незначительное количество гипса (менее 0,92%).

По механическому составу почвы однородные, сложены в основном песчаными и супесчаными, редко легкосуглинистыми отложениями. Легкий механический состав обуславливает плохую оструктуренность почв, слабую устойчивость к механическим воздействиям, возможность развития эрозионных процессов (дефляции).

Лугово-бурьи почвы

Лугово-бурьи почвы представляют собой полугидроморфные почвенные образования пустынной зоны, развивающиеся в условиях дополнительного увлажнения, за счет близко залегающих (3-5 м) минерализованных грунтовых вод. Водный режим – периодически промывной. пониженным склонам полого-буристой поверхности позднехвалынской равнины.

Образуют комплексы с бурьими почвами, луговыми приморскими и солончаками приморскими.

Почвообразующими породами служат засоленные озерно-морские отложения супесчаного и песчаного механического состава. В растительном покрове преобладают полыни, изень, ерек, однолетние солянки.

На территории выделены лугово-бурьи солончаковые почвы.

Лугово-бурьи солончаковые почвы

Распространены на площадках бурения кустовых скважин, выступая субдоминантами на MS-1, MS-4 и нагнетательной буровой площадке DP-23. Профиль лугово-бурьих солончаковых почв представлен на рисунке 2.6.2.2.

Содержание гумуса в горизонтах в почвах очень низкое 0,2-0,9%, соответственно низкий уровень содержания и общего азота 0,03-0,04%. Обеспеченность общим фосфором слабая (0,04-0,06%) и соответствует низкому уровню содержания.

Вскапание от 10% соляной кислоты отмечается с поверхности, содержание карбонатов по почвенному профилю составляет 6,0-10,4% CO₂. Реакция почвенного раствора данных почв в основном щелочная как с поверхности, так и по всему профилю (рН 8,1-8,6).

Емкость поглощения невысокая 6,4 мг-экв на 100 г почвы. Содержание поглощенного натрия незначительно, что свидетельствует об отсутствии солонцеватости почв.

Почвы засолены в слое 30-80 см. Содержание водорастворимых солей 0,305-0,836% при сульфатном типе засоления. Степень засоления варьирует от слабой до сильной.

Механический состав верхнего гумусового горизонта супесчаный и песчаный, на MS-1 – тяжелосуглинистый.

Устойчивость к техногенному воздействию слабая. Песчаные и супесчаные разновидности почв имеют высокую дефляционную опасность. Более устойчивы суглинистые разновидности.

Солончаки

На территории обследования солончаки получили широкое распространение. Приурочены к самым низким и наименее дренированным поверхностям морской новокаспийской и позднекхалынской равнин, к днищам пересыхающих озер, проток. Формируются на засоленных породах под солевыносливой изреженной растительностью, среди которой доминируют различные виды солянок.

Солончаки – почвы выпотного водного режима, с преобладанием восходящих токов, приводящих к засолению почвенной толщи и ее поверхностных горизонтов. Для всех солончаков характерным является высокое содержание водорастворимых солей, максимальное скопление которых отмечается в верхних горизонтах, слабая дифференциация профиля на генетические горизонты.

В зависимости от условий образования (рельефа, уровня грунтовых вод) на рассматриваемой территории выделены подтипы солончаков соровых и приморских.

Солончаки соровые

Солончаки соровые распространены на площадке будущей ЗСГТП, площадках бурения кустовых скважин MS-2 и нагнетательных буровых DP-23 DP-24, выступая как доминантами почвенного покрова, так и занимая подчиненное положение в комплексах с различными почвами, сформированы по сорам: высохшим соленым озерам, реже старым протокам, соединяющимся между собой и частично изолированным, самых различных размеров.

Котловины соров благоприятны для соленакопления за счет сноса солей тальми водами с вышележащих территорий и подпитывания минерализованными грунтовыми водами, залегающими на глубине 0,5-2,0 м. Минерализация последних превышает 100-150 г/л, засоление преимущественно хлоридно-натриевое.

Близкое залегание минерализованных грунтовых вод обеспечивает постоянную капиллярную связь с поверхностными горизонтами солончаков и высокое засоление профиля. Солончаки соровые практически не затронуты процессами почвообразования и их профиль не дифференцирован на генетические горизонты. На поверхности выделяется тонкая соляная корка белого цвета, чаще всего представленная хлоридами натрия. Под ней залегает влажная бесструктурная суглинистая масса буровато-серой окраски, насыщенная солями.

Еще ниже расположен оглеенный горизонт, характеризующийся наличием сизоватых, черных и зеленоватых тонов – результат периодической смены окислительных условий восстановительными.

Солончаки приморские

Солончаки приморские повсеместно распространены на территории характеризуемых объектов, за исключением Нового вахтового поселка, MS-3 и MS-9 площадок кустового бурения, DP-21 и DP-22 нагнетательных буровых площадок. Выделяются как однородными контурами, так в комбинациях с луговыми засоленными приморскими почвами. Занимают нижнюю часть приморской равнины и формируются под непосредственным влиянием близко залегающих (1,0-2,0 м) сильноминерализованных (более 100 г/л) грунтовых вод сульфатно-хлоридного магниево-натриевого состава под редким покровом солероса, сведы, сарсазана и однолетних солянок. Почвообразующие породы представлены слоистыми морскими отложениями различного гранулометрического состава (от песков до тяжелых суглинков).

Содержание гумуса имеет невысокие значения и может значительно варьировать в зависимости от механического состава (0,4-2,1%). Соответственно меняется и содержание общего азота и фосфора, соответствуя среднему и низкому уровню.

Описываемые почвы карбонатны по всему профилю: в верхнем горизонте величина СО₂ карбонатов изменяется от 2,3 до 12,8%, вглубь по профилю меняется в пределах 0,3-16,2%.

Реакция почвенного раствора в основном щелочная, pH составляет 8,0-8,5.

В связи с неустойчивым водно-солевым режимом, содержание легкорастворимых солей в профиле подвержено значительным колебаниям. Аналитические данные показывают, что в верхнем горизонте содержание легкорастворимых солей достигает 1,22-11,12%. В средней части профиля (40-80 см) в большинстве случаев отмечается увеличение солей, достигая максимума в суглинистых и глинистых прослойках.

Механический состав почв отражает характер морских наносов. Они слоистые, преимущественно легкого механического состава с прослойками ракушечника.

Гранулометрический состав верхних горизонтов разнообразный: от песков до суглинков и глин.

Пески

Песчаные массивы на территории объектов получили ограниченное распространение, занимая юго-восточную часть площадки кустового бурения MS-4. В зависимости от степени закрепления поверхности песков растительностью выделены пески мелкобугристые закрепленные, занимающее доминирующее положение. Изредка встречаются слабо закрепленные формы песков, представленные песками барханными.

Барханные пески почти лишены растительности, лишь в котловинах выдувания встречаются кустики ерека.

Для песков характерно чередование бугров от 1-3 м с выровненными понижениями, занятymi луговыми приморскими почвами.

Профиль песков слабо дифференцирован на генетические горизонты. С поверхности может выделяться горизонт мощностью 10-15 см со слабой сероватой прокраской, густо пронизанный корнями растений. Ниже лежащие слои представлены не затронутыми процессами почвообразования песчаными отложениями. Уровень содержания гумуса, азота и фосфора очень низкий. Гумуса в верхнем горизонте содержится 0,16-0,40%, валового азота 0,05%, валового фосфора 0,03%. Вспашка от 10% соляной кислоты отмечается с поверхности и по всему профилю. Распределение карбонатов равномерное, 3,7-3,9%. Реакция почвенной среды нейтральная и слабощелочная.

Мелкобугристые пески не засолены, сумма солей не превышает 0,05-0,09%.

Современное состояние почвенного покрова

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

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

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

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

Все определяемые тяжелые металлы находились в пределах нормы.

1.2.6. Особо охраняемые природные территории

Особо охраняемая природная территория (ООПТ) – участки земель, водных объектов и воздушного пространства над ними с природными комплексами и объектами государственного природно-заповедного фонда, для которых установлен режим особой охраны.

Непосредственно на территории месторождения особо охраняемые природные территории отсутствуют.

На территории Атырауской области имеется несколько ООПТ (рисунок 9):

Государственная заповедная зона северной части Каспийского моря. В настоящее время, в соответствии со ст. 268 Экологического кодекса РК «границы государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря устанавливаются Правительством Республики Казахстан».

В состав заповедной зоны входят:

- Акватория и пойма р. Жайык (Урал) (от разветвления р. Жайык (Урал) на рукава Зарослый и Яицкий до устья р. Барбастау);

- Дельта р. Жайык (Урал) (от разветвления на эти же рукава) и восточная часть дельты р. Волги (в границах Казахстана);

- Акватория восточной части Северного Каспия, ограниченная с запада прямой линией от точки на побережье, находящейся на окончании сухопутной границы России и Казахстана до точки с координатами 44°12' с.ш. и 49°24' в.д., с юга – прямой линией, проходящей от точки с вышеуказанными координатами до мыса Тупкараган (Тюб-Караган).

Здесь распространены ландшафты приморских песчаных и солончаковых равнин с тростниково-солянковой растительностью, песчаные острова и косы, недавно освободившиеся из-под моря, часть дельтовых ландшафтов Волги и Урала (Жайыка).

Густые тростниковые заросли создают благоприятные условия для гнездования водоплавающих птиц.

Экологические требования при осуществлении хозяйственной и иной деятельности в государственной заповедной зоне в северной части Каспийского моря излагаются в Главе 19 Экологического кодекса РК.

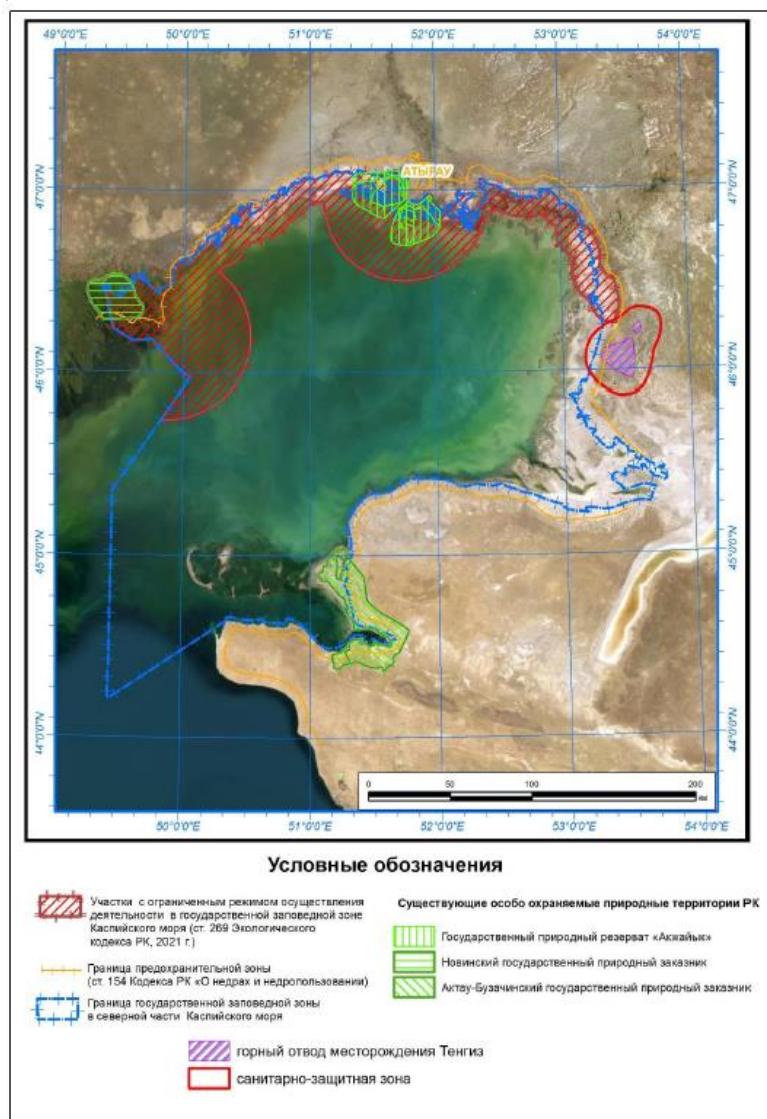


Рисунок 9. Карта расположения ООПТ

Новинский государственный заказник (46°15' с.ш.; 49°45' в. д.), площадью 45,0 тыс. га, основан в 1967 году на одноименных островах и водной акватории для охраны водно-болотных угодий восточной части дельты Волги на границе Казахстана и России. В заказнике охраняются редкие виды растений: водяной орех, лотос орехоносный, дрема астраханская, кувшинка белая, а также представители животного мира: выхухоль, речной бобр, длинноиглый еж, 27 видов птиц

(розовый и кудрявый пеликаны, фламинго, лебедь- кликун, малая белая цапля, желтая цапля, колпица, белоглазая чернеть и др.). В настоящее время территория заказника практически полностью под водой в связи с повышением уровня моря.

Государственный природный резерват «Ак Жайык» создан в 2009 г. с целью охраны водно-болотных угодий международного значения, согласно Рамсарской конвенции об охране водных и околоводных птиц и их местообитаний.

Государственный природный резерват «Ак Жайык» расположен на территории г. Атырау и Махамбетского района Атырауской области. Общая площадь 11500 га, из них на землях Махамбетского района – 57595 га, на землях г. Атырау – 53905 га.

Резерват охватывает дельту р. Жайык и прилегающие водно-болотные угодья переходной зоны море-суша. Растительность представлена густыми высокими (3-6 м) зарослями тростника (*Phragmites australis*), рогоза (*Typha angustifolia*, *T.laxa*, *T.minima*) в воде и тростниково-клубнекамышевыми сообществами (*Phragmites australis*, *Bolboschoenus maritimus*) на суше. В подводном ярусе преобладают макрофиты из родов (*Potamogeton*, *Ceratophyllum*, *Miriophyllum*, *Najas*, *Ruppia* и др.). В лагунах междуречья Волга-Жайык встречаются виды, занесенные в Красную Книгу: кувшинка белая (*Nymphaea alba*), лотос орехоносный (*Nelumbo nuciferum*), альдрованда пузырчатая (*Aldrovanda vesiculosa*) и водяной орех (*Trapa natans*). Последние два вида отмечены также в дельте Жайыка.

В дельте реки Жайык и на прилегающем побережье моря зарегистрировано 292 вида птиц.

В список МСОПиПР и в Красную книгу РК занесено 26 видов птиц. Общее количество птиц в период миграций, по экспертным оценкам, достигает 3 млн. особей.

На территории резервата обитает 76 из зарегистрированных для Каспийского моря 126 видов и подвидов рыб и круглоротых, относящиеся к 17 семействам. Главенствующее положение среди них занимают карповые рыбы – 42 вида и подвида, далее следуют бычковые – 32-35 и сельдевые рыбы – 18 видов и подвидов. Все другие семейства, включая осетровых, представлены не более чем 1-7. Подробная таксономическая структура рыб, обитающих на резервате и дельте реки Урал запасы промысловых видов в дельте и придельтовой зоне значительны. Основными промысловыми видами в настоящее время являются осетровые, вобла, лещ, сазан, судак, сазан, жерех, сом.

Территория разработки месторождения Тенгиз расположена недалеко (1,2 км) от границы с Мангистауской областью РК. Самой близко расположенной ООПТ Мангистауской области к проектному участку является Актау-Бузачинский заказник (см. рис. 2.10.3), в 186 км от границ месторождения Тенгиз:

Актау-Бузачинский заказник. Актау-Бузачинский заказник, площадью в 170000 га, расположен на юго-западной оконечности полуострова Бузачи, в западной части хребта Северный Актау с прилежащей к нему с севера приморской равниной по обе стороны залива Каспийского моря.

Граница заказника проходит от залива Актумсук через поселок Торлун (Турлен), колодец Тущешагыл выходит к шоссе Шевченко - Каражанбас у кладбища Кум. Далее по шоссе она идет до южного склона хребта Северный Актау и по нему через ущелье Шахбагатысай выходит на приморскую равнину. Затем по сухому руслу Шахбагатысая идет до нижней террасы предгорной равнины, далее по краю террасы идет до оврага восточнее поселка Сарыгаш и выходит к морю.

Главным богатством заповедника являются джейран и муфлон. Джейран держится в основном на п-ве Бузачи, в труднодоступных сорах, а муфлон обитает исключительно по хребту Северный Актау.

Многие обитатели заказника занесены в Красные книги. Это животные редкие, находящиеся на грани уничтожения.

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

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

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

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;

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

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

Согласно СП "Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйствственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" (20 февраля 2023 года № 26) вблизи поверхностных водных источников устанавливаются водоохраные зоны. Минимальная ширина водоохранной зоны для малых рек (длиной менее 200 км) и озер устанавливается в размере 500 м. В пределах водоохранной зоны не должны базироваться какие-либо временные или тем более постоянные стоянки передвижных лагерей и автотранспорта. Данные природоохранные меры направлены на сохранность естественного состояния водотока.

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

Каспийское море расположено от ближайшей скважины на юго-западном направлении на расстоянии более 12 км.

Согласования документации Инспекция осуществляет, в рамках функций определенных пп.7) с т. 40 Водного кодекса РК, согласование размещений предприятий и других сооружений, а также условий производства строительных и других работ на водных объектах, водоохраных зонах и полосах.

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

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

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

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

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

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

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

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

1.3.2. Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды для выявления низкоуровневых, достижимых при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него

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

1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе отчета о возможных воздействиях

строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Месторождение Пустынное расположена в одном из перспективных районов Прикаспийской впадины в Каратонском прогибе Приморского поднятия, где разрабатываются такие месторождения, как Каратон, Зап. Теренозек, Тажигали и др. и на которых промышленно нефтеносными являются отложения апт- неокома.

Недропользователем месторождения Пустынное является ТОО PriorityOil&Gaz, в соответствии с Контрактом № 5286-УВС от 2 ноября 2023 г на добычу углеводородов.

Месторождения открыто в конце 1960-х начале 1970-х годах и в промышленной разработке не участвовала ввиду нахождения в подтапливаемой зоне Каспийского моря. Геологические запасы нефти составили:

в пределах горного отвода запасы нефти:

- по категории С₁ геологические – 3327 тыс.т., извлекаемые - 999тыс.т.;

за пределами горного отвода:

- по категории С₁: геологические – 935 тыс.т., извлекаемые - 280 тыс.т.

На месторождении Пустынное нефтеносными являются отложения нижнего мела (апт) и верхнего мела (сеноман).

Целью составления настоящего проекта разработки является ввод месторождения Пустынное с обоснованием внедрения мероприятий по оптимизации разработки, обеспечивающих максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Пустынное как для Республики Казахстан, так и для Недропользователя. В проекте рассмотрены три варианта разработки месторождения. В результате технико-экономического анализа, в качестве рекомендуемого выбран 4 вариант разработки, с вводом в эксплуатацию добывающих скважин из бурения.

Рекомендуемый вариант разработки обеспечивает за рентабельный срок наибольшую величину извлекаемых запасов нефти месторождения на одну скважину, достижение утвержденных извлекаемых запасов нефти и наилучшие экономические показатели.

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

В настоящем проекте разработки выбор и обоснование расчетных вариантов разработки выполнен, исходя из положений «Единых правил ...», «Методических рекомендаций по составлению проектов...».

Обоснование выбора типа скважин

В настоящей работе для эксплуатации объектов рассмотрено бурение скважин вертикальными стволами по 1 варианту и горизонтальными скважинами для 2, 3 и 4 вариантов, что связано с высокой вязкостью нефти. Во всех вариантах предусмотрено бурение вертикальной скважины Р-1, бурящаяся в 2024г, с вводом в эксплуатацию в 2025году, на скважину возложено утонение геологического строения всех трёх объектов.

Дебиты нефтяных скважин.

Обоснование проектных дебитов вертикальных скважин выполнен по общепринятой формуле Дарси.

Дебиты нефти горизонтальных скважин рассчитывались по формуле Джоши. По «средней» горизонтальной скважине проведен расчет оптимального горизонтального ствола скважины, составивший 170 м (Рисунок 10). При дальнейшем бурении горизонтального ствола увеличение дебита нефти незначительное за счет внутреннего сопротивления в горизонтальной части ствола скважины.

Исходные геолого-физические параметры продуктивных пластов, депрессии и т.д. приняты по аналогии с соседними месторождениями.

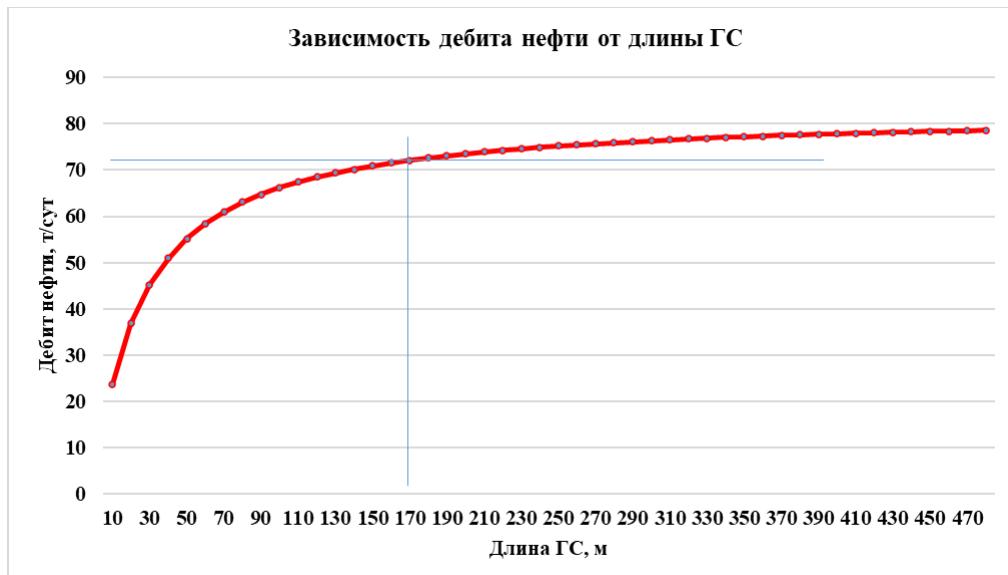


Рисунок 10 – Зависимость дебита нефти горизонтальных скважин от длины

Обводненность новых скважин

Ожидаемая обводненность принята на уровне 20 %, как средняя обводненность залежей месторождений Терень-Узюк, Карагон и Кара-Арна в период ввода месторождений в промышленную эксплуатацию в 1950-х годах.

Общие положения вариантов

Разбуривание месторождения предусматривается в четвертом квартале 2024 г 3-мя скважинами, из них 1 вертикальная скважина Р-1 и две горизонтальные скважины. Разработка месторождения начинается с 2025г с вводом ранее пробуренных 3-х скважин и бурением новых 5-ти горизонтальных скважин для рекомендуемого 4 варианта разработки.

Разработка залежей по всем вариантам предусмотрено с поддержанием пластового давления на II объекте, бурящаяся в законтурной области в 2027г.

Разбуривание месторождения будет проводится от известного к неизвестному, от кровли к периферии, к ВНК.

Расчеты технологических показателей разработки месторождения и объектов выполнены по 4 основным вариантам: **первый базовый** разбуривание месторождения вертикальными скважинами. **Второй вариант** предусматривает бурение горизонтальных скважин. **Третий вариант и четвертый** аналогичен второму варианту, но с уплотнением сетки скважин и различным направлением горизонтальных стволов относительно простирания залежи.

Таким образом в данном проекте рассмотрено четыре варианта:

1 вариант. Разработка по первому варианту предусматривается с ППД на II объекте, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией вертикальными скважинами. Сетка скважин квадратная, что позволит в дальнейшем модифицировать ее в процессе эксплуатации.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 24 добывающими скважинами. Сетка скважин квадратная с расстоянием между скважинами 400x400 м (16 га), темп бурения по 5 скважин в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 5 лет (2028-2033гг) с годовыми уровнями 38,5 – 36,5тыс.т, максимальная добыча 49,9 тыс.т в 2030г.

Разработка II объекта (сеноманский К2с-1) предусматривается 36 добывающими скважинами и 1 нагнетательной. Сетка скважин квадратная с расстоянием между скважинами 150x150 м (25 га), темп бурения по 6 скважин в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 5 лет (2026-2030гг) с годовыми уровнями 30,7 – 37,9тыс.т, максимальная добыча 42,7 тыс.т достигается в 2027 г. В 2027 г предусматривается бурение нагнетательной скважины в законтурной области.

Разработка III объект (апт К1а) предусматривается 3 добывающими скважинами. Сетка скважин линейная, темп бурения по 1 скважина в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2027гг) с годовыми уровнями 4,3 – 4,5тыс.т, максимальная добыча 5,3 тыс.т достигается в 2026 г.

В целом по месторождению по 1 варианту максимальный фонд скважин – 64 ед. Темп бурения по 11-12 скважин в год. «Полка» добычи составит 9 лет (2026-2034) с годовыми уровнями 53,7-48,2тыс.т, максимальная добыча 90,4 тыс.т достигается в 2030 г.

2 вариант. Разработка по второму варианту предусматривается с ППД на II объекте,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией горизонтальными скважинами 1 вертикальной скважиной. Расположение скважин линейная, при этом горизонтальная часть скважин линейная по первому ряду от тектонического разлома и параллельная по второму ряду, перпендикулярно ВНК, точка «В» направлена в сторону ВНК. Такое расположение скважин второго ряда позволит снизить приток воды из-за контурной части ВНК и имеется возможность частичного отключения горизонтальной части ствола от точки «В» до точки «А» по мере ее обводнения за счет стягивания ВНК.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 13 добывающими скважинами. Расположение скважин линейная с расстоянием между скважинами 400м по I и II блоку, в III блоке 1 скважина, расстояние между рядами в среднем 300 м. Темп бурения по 1 скважине в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 8 лет (2029-2036гг) с годовыми уровнями 43,6 – 42,5 тыс.т, максимальная добыча 52,5 тыс.т достигается в 2032г.

Разработка II объекта (сеноманский К2с-1) предусматривается 9 добывающими скважинами и 1 нагнетательная. Расположение скважин линейная с расстоянием между скважинами 250м, параллельная, темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 5 лет (2027-2031гг) с годовыми уровнями 26,3 – 24,7тыс.т, максимальная добыча 36,6 тыс.т достигается в 2028 г.

Разработка III объект (апт K1a) предусматривается 2 добывающими скважинами. Расположение скважин линейная, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2026гг) с годовыми уровнями 14,3 – 8,10тыс.т, максимальная добыча 14,3 тыс.т достигается в 2025 г.

В целом по месторождению по 2 варианту максимальный фонд скважин – 25 ед. в т.ч. 1 нагнетательная. Темп бурения по 3-4 скважин в год. «Полка» добычи составит 4 года (2028-2031) с годовыми уровнями 77,8 - 76,4тыс.т, максимальная добыча 79,7 тыс.т достигается в 2029 г.

3 вариант. Разработка по третьему варианту предусматривается с ППД на II объекте, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией горизонтальными скважинами 1 вертикальной скважиной. Расположение скважин линейная.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 11 добывающими скважинами. Темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 4 года (2027-2030гг) с годовыми уровнями 40,1 – 60,1тыс.т, максимальная добыча 70,5 тыс.т в 2029 г.

II объект (сеноманский К2с-1) предусматривается 6 добывающими скважинами и 1 нагнетательная. Расположение скважин линейная, темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029гг) с годовыми уровнями 35,1 – 27,2тыс.т, максимальная добыча 35,1тыс.т достигается в 2027 г. В 2026 г предусматривается бурение нагнетательной скважины в законтурной области.

Разработка III объект (апт K1a) предусматривается 2 добывающими скважинами с 2025 г. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2026гг) с годовыми уровнями 14,3 – 10,0тыс.т, максимальная добыча 14,3 тыс.т достигается в 2025 г.

В целом по месторождению по 3 варианту максимальный фонд скважин –20 ед. в т.ч. 1 нагнетательная. Темп бурения по 4 скважин в год. «Полка» добычи составит 3 года (2027 - 2029) с годовыми уровнями 92,1 – 99,7тыс.т, максимальная добыча 99,7 тыс.т достигается в 2029 г.

4 вариант. Разработка по четвертому варианту предусматривается с ППД на II объекте 1 вертикальной скважиной, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией горизонтальными скважинами. Расположение скважин линейная.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 18 добывающими скважинами. Темп бурения от 2 до 7 скважины в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029гг) с годовыми уровнями 76,6 – 75,6тыс.т, максимальная добыча 92,0 тыс.т в 2028 г.

II объект (сеноманский К2с-1) предусматривается 6 добывающими скважинами и 1 нагнетательная. Расположение скважин линейная, темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029гг) с годовыми уровнями 41,6 – 49,4 тыс.т, максимальная добыча 49,4 тыс.т достигается в 2029 г. В 2026 г предусматривается бурение нагнетательной скважины в законтурной области.

Разработка III объект (апт K1a) предусматривается 3 добывающими скважинами с 2025 г. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2026гг) с годовыми уровнями 10,5 – 19,8тыс.т, максимальная добыча 19,8 тыс.т достигается в 2026 г.

В целом по месторождению по 4 варианту максимальный фонд скважин – 28 ед.. в т.ч. 1

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нагнетательная. Темп бурения по 8 скважин в год. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029) с годовыми уровнями 123,2 – 125,3тыс.т, максимальная добыча 126,9 тыс.т достигается в 2028 г.

В таблице 1.5-1 и 1.5-2 представлено обоснование прогнозных дебитов нефти, в приложении 25-28 представлены графики бурения скважин по вариантам.

Таблица 1.5-1 –Обоснование прогнозных дебитов нефти вертикальных скважин по объектам разработки

| Параметры | I (К2с-2) | | | II (К2с-1) | | III (К1а) |
|---|------------------|-------|-------|-------------------|-------|------------------|
| | 28,0 | 29,0 | 29,0 | 29,0 | 29,0 | 84,0 |
| Пластовое давление, атм | 28,0 | 29,0 | 29,0 | 29,0 | 29,0 | 84,0 |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина, м | 4,3 | 7,3 | 6,5 | 6 | 5 | 4 |
| Проницаемость по ГДИС, 10^{-3} мкм ² | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1320 | 1276,2 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед. | 1,002 | 1,002 | 1,002 | 1,002 | 1,002 | 1,032 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | 81,1 | 81,1 | 81,1 | 81,1 | 81,1 | 71 |
| S | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Депрессия, атм | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |
| Радиус дренирования, м | 200 | 200 | 200 | 75 | 75 | 75 |
| Дебит жидкости, т/сут | 5,4 | 9,1 | 8,1 | 8,7 | 7,2 | 6,2 |
| Дебит нефти, т/сут | 4,3 | 7,3 | 6,5 | 7,0 | 5,8 | 5,0 |
| обв., % | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |

Таблица 1.5-2 –Обоснование прогнозных дебитов нефти горизонтальных скважин по объектам разработки

| Объект | μ, сПз | Reh, м | Rс, м | Bo | L, м | Kh, мД | Kv, мД | H, м | Рпл | Рзаб | q, т/сут |
|---------------|---------------|---------------|--------------|-----------|-------------|---------------|---------------|-------------|------------|-------------|-----------------|
| I (К2с-2) | 81 | 170 | 0,124 | 1,002 | 170 | 1320 | 264 | 7 | 28 | 18 | 29 |
| II (К2с-1) | 81 | 170 | 0,124 | 1,002 | 170 | 1320 | 264 | 5,5 | 28 | 18 | 24 |
| III (К1а) | 71 | 170 | 0,124 | 1,032 | 170 | 1276 | 255,2 | 4 | 84 | 74 | 20 |

Таблица 1.5-3 – Темп и порядок ввода новых скважин рекомендуемого 4 варианта

| № п/п | Год ввода в эксплуатацию | № скв | Горизонт | Назначение | Вид |
|--------------|---------------------------------|--------------|-----------------|-------------------|----------------|
| 1 | 2025 | P-1 | K1а | Добычающая | Вертикальная |
| 2 | 2025 | P-3 | K1а | Добычающая | Горизонтальная |
| 3 | 2025 | P-20 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 4 | 2025 | P-2 | K1а | Добычающая | Горизонтальная |
| 5 | 2025 | P-5 | K2с-1 | Добычающая | Горизонтальная |
| 6 | 2025 | P-7 | K2с-1 | Добычающая | Горизонтальная |
| 7 | 2025 | P-16 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 8 | 2025 | P-21 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 9 | 2026 | P-6 | K2с-1 | Добычающая | Горизонтальная |
| 10 | 2026 | P-8 | K2с-1 | Добычающая | Горизонтальная |
| 11 | 2026 | P-12 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 12 | 2026 | P-15 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 13 | 2026 | P-19 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 14 | 2026 | P-23 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 15 | 2026 | P-24 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 16 | 2026 | P-4 | K2с-1 | Добычающая | Горизонтальная |
| 17 | 2027 | N-1 | K2с-1 | Нагнетательная | Вертикальная |
| 18 | 2027 | P-9 | K2с-1 | Добычающая | Горизонтальная |
| 19 | 2027 | P-11 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 20 | 2027 | P-14 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 21 | 2027 | P-18 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 22 | 2027 | P-22 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 23 | 2027 | P-25 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 24 | 2027 | P-26 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 25 | 2027 | P-27 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 26 | 2028 | P-10 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 27 | 2028 | P-13 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |
| 28 | 2028 | P-17 | K2с-2 | Добычающая | Горизонтальная |

1.5.1. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Предусматривается бурение нагнетательной скважины в 2027 год во II объекте. В нагнетательную скважину будет закачиваться сточная вода.

1.5.2. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов, технологии и системы воздействия на продуктивные пласти.

В рамках мероприятий для извлечения имеющихся запасов нефти на месторождении должны осуществляться ряд мероприятий, направленных на вовлечение новых запасов нефти в разработку: бурение добывающих скважин, реперфорация скважин, проведение геолого-технических мероприятий.

В данной работе разработка основного объекта эксплуатации предусмотрена с поддержанием пластового давления.

Методика для расчета прогнозных технологических показателей с поддержанием пластового давления

Прогноз технологических показателей разработки произведен по методике «ТатНИПИнефть». Обоснованность применения данной методики основана на многолетнем эффективном опыте применения на месторождениях Казахстана и СНГ.

Технологические показатели разработки месторождения зависят от фильтрационно-емкостных характеристик пластов-коллекторов, технологии и системы воздействия на продуктивные пласти.

В основу расчетной модели, принятой для прогноза показателей разработки, как было выше рассмотрено, положена схема слоисто - и зонально-неоднородного пласта.

Наряду с геологической характеристикой пласта, модель учитывает и физические факторы, такие как двухфазность потока, различие вязкостей нефти и вытесняющего агента, начальное положение ВНК. С учётом зональной неоднородности между элементами рассчитывают динамику добычи нефти при заданных условиях.

Для совокупности элементов залежи использованы формулы динамики основных технологических показателей. Расчеты технологических показателей разработки выполнены с применением методики, изложенной в работах Лысенко В.Д., для расчета технологических показателей разработки.

Обоснованность использования данной методики основана на многолетнем опыте применения и постоянном ее совершенствовании. Методика имеет блочное строение формул, что дает возможность описать гидродинамическую характеристику пласта с различной степенью детальности, в зависимости от поставленных задач и объема исходной информации. Методика позволяет построить адекватную характеристику по ограниченной (представительной) выборке фактических данных, не требуя по каждому расчетному параметру полной совокупности значений.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности пластов, их неоднородности, полученные в период опробования и исследования скважин.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_u^t + \frac{1}{2}q_0^t} \left[Q_u^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right]$$

где

q_0^t – текущий амплитудный дебит на середину t -го года, т/год;

Q_u^t – введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти, млн.т;

$$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$$

– суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

$$q_0 = \tau * \eta_{cp} * n * (P_{ch} - P_{c\vartheta}) * \varphi * \xi_1 * \xi_2$$

где

τ – время работы скважин;

η_{cp} – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

P_{ch} – забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{c\vartheta}$ – забойное давление на добывающих скважинах;

φ – функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 – коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{Fu}^t + \frac{1}{2}q_0^t} \left[Q_{Fu}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right]$$

где

Q_{Fu}^t – введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$ – суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fu} = Q_u * \frac{F}{K_3}$$

где

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) * \ln \frac{1}{1 - A}$$

Объем закачки вытесняющего агента:

$$q_3^t = [q^t * \rho_* + (q_F^t - q^t) * \mu_0] * (1 + \varepsilon_3)$$

где

ρ_* – соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

1.5.3. Технологические показатели вариантов разработки

Для разработки месторождения Пустынное рассмотрены 4 варианта.

В таблицах ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по месторождению в целом. Все варианты предусматривают разработку залежей месторождения с поддержанием пластового давления.

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по 4 варианту разработки приведены ниже в таблицах ниже по месторождению.

Вывод:

По результатам технико-экономического анализа наиболее привлекательным является 4 вариант, рекомендуемый к реализации.

Таблица 1.5.3-1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 4

| Годы и периоды | Добыча нефти общая тыс.т | Темп отбора от извлекаемых запасов | | Накопл. добыча нефти тыс.т | Отбор извлек. запасов % | Коэффи. нефте-извлечен. д.ед. | Годовая добыча жидкости | Накопленная добыча жидкости | | Обводненность % | Закачка рабочего агента | | Компенс. отбора закачкой % |
|----------------|--------------------------|------------------------------------|-----------|----------------------------|-------------------------|-------------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------|-----------------|-------------------------|---------------|----------------------------|
| | | начальн. % | текущих % | | | | | всего тыс.т | всего тыс.т | | годовая тыс.т | накопл. тыс.т | |
| | | 3 | 4 | | | | | 8 | 9 | | 11 | 12 | |
| 1 | 2 | 34,2 | 3,4 | 34,2 | 3,4 | 0,010 | 43,2 | 43,2 | 43,2 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 2025 | 90,8 | 9,1 | 9,4 | 125,0 | 12,5 | 0,038 | 122,3 | 165,6 | 165,6 | 21,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2026 | 123,2 | 12,3 | 14,1 | 248,1 | 24,8 | 0,075 | 180,0 | 345,5 | 345,5 | 25,8 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| 2027 | 126,9 | 12,7 | 16,9 | 375,1 | 37,5 | 0,113 | 205,5 | 551,0 | 551,0 | 38,2 | 78,6 | 135,3 | 38,2 |
| 2028 | 125,3 | 12,5 | 20,1 | 500,4 | 50,1 | 0,150 | 233,8 | 784,8 | 784,8 | 46,4 | 108,5 | 243,8 | 46,4 |
| 2029 | 100,4 | 10,0 | 20,1 | 600,8 | 60,1 | 0,181 | 218,2 | 1003,0 | 1003,0 | 54,0 | 117,9 | 361,7 | 54,0 |
| 2030 | 80,5 | 8,1 | 20,2 | 681,3 | 68,2 | 0,205 | 203,8 | 1206,8 | 1206,8 | 60,5 | 123,3 | 485,0 | 60,5 |
| 2031 | 64,7 | 6,5 | 20,4 | 746,0 | 74,7 | 0,224 | 190,2 | 1397,0 | 1397,0 | 66,0 | 125,5 | 610,5 | 66,0 |
| 2032 | 52,0 | 5,2 | 20,6 | 798,0 | 79,9 | 0,240 | 177,5 | 1574,5 | 1574,5 | 70,7 | 125,4 | 735,9 | 70,7 |
| 2033 | 41,9 | 4,2 | 20,9 | 839,9 | 84,1 | 0,252 | 165,5 | 1740,0 | 1740,0 | 74,7 | 123,6 | 859,5 | 74,7 |
| 2034 | 33,8 | 3,4 | 21,2 | 873,7 | 87,5 | 0,263 | 154,2 | 1894,2 | 1894,2 | 78,1 | 120,5 | 979,9 | 78,1 |
| 2035 | 27,2 | 2,7 | 21,7 | 900,9 | 90,2 | 0,271 | 143,7 | 2037,9 | 2037,9 | 81,0 | 116,4 | 1096,4 | 81,0 |
| 2036 | 22,0 | 2,2 | 22,4 | 922,9 | 92,4 | 0,277 | 133,8 | 2171,7 | 2171,7 | 83,6 | 111,8 | 1208,2 | 83,6 |
| 2037 | 17,8 | 1,8 | 23,3 | 940,7 | 94,2 | 0,283 | 124,6 | 2296,3 | 2296,3 | 85,7 | 106,8 | 1315,0 | 85,7 |
| 2038 | 14,4 | 1,4 | 24,6 | 955,1 | 95,6 | 0,287 | 116,0 | 2412,3 | 2412,3 | 87,6 | 101,6 | 1416,6 | 87,6 |
| 2039 | 11,6 | 1,2 | 26,4 | 966,7 | 96,8 | 0,291 | 107,9 | 2520,2 | 2520,2 | 89,2 | 96,3 | 1512,9 | 89,2 |
| 2040 | 9,4 | 0,9 | 29,1 | 976,1 | 97,7 | 0,293 | 100,5 | 2620,7 | 2620,7 | 90,6 | 91,1 | 1604,0 | 90,6 |
| 2041 | 7,6 | 0,8 | 33,3 | 983,7 | 98,5 | 0,296 | 93,5 | 2714,2 | 2714,2 | 91,8 | 85,9 | 1689,9 | 91,8 |
| 2042 | 6,2 | 0,6 | 40,5 | 989,9 | 99,1 | 0,298 | 87,0 | 2801,2 | 2801,2 | 92,9 | 80,8 | 1770,7 | 92,9 |
| 2043 | 5,0 | 0,5 | 55,2 | 994,9 | 99,6 | 0,299 | 81,0 | 2882,1 | 2882,1 | 93,8 | 76,0 | 1846,6 | 93,8 |
| 2044 | 4,1 | 0,4 | 100,0 | 999,0 | 100,0 | 0,300 | 75,4 | 2957,5 | 2957,5 | 94,6 | 71,3 | 1917,9 | 94,6 |
| 2045 | | | | | | | | | | | | | |

Таблица 1.5.3-2 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 4

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Фонд скважин с нач.разр. ед. | Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м | Выбытие скважин | | Фонд добывающих скважин на конец периода | | Фонд нагн.скважин на конец пер. ед. | Средне годовой дебит на 1 скважину | | Прием. 1 нагн. скважины м3/сут |
|-------------------|-------------------------|------------|-------------|------------------------------|----------------------------------|-----------------|-------------|--|------------|-------------------------------------|------------------------------------|----------------|--------------------------------|
| | всего ед. | добыв. ед. | нагнет. ед. | | | всего ед. | нагнет. ед. | экспл. ед. | действ ед. | | нефти т/сут | жидкости т/сут | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 2025 | 8 | 8 | | 8 | 4 | 0 | | 8 | 8 | | 17,1 | 21,6 | 0,0 |
| 2026 | 8 | 8 | | 16 | 7 | 0 | | 16 | 16 | | 16,4 | 22,0 | 0,0 |
| 2027 | 9 | 8 | 1 | 25 | 11 | 0 | | 25 | 25 | 1 | 14,2 | 20,8 | 152,4 |
| 2028 | 3 | 3 | | 28 | 13 | 0 | | 28 | 28 | 1 | 13,1 | 21,2 | 210,9 |
| 2029 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 28 | 28 | 1 | 12,9 | 24,1 | 291,2 |
| 2030 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 28 | 28 | 1 | 10,3 | 22,5 | 316,5 |
| 2031 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 2 | | 26 | 26 | 1 | 8,9 | 22,6 | 331,0 |
| 2032 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 7,2 | 21,1 | 337,0 |
| 2033 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 5,8 | 19,7 | 336,8 |
| 2034 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 4,6 | 18,4 | 331,8 |
| 2035 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 3,7 | 17,1 | 323,4 |
| 2036 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 3,0 | 15,9 | 312,6 |
| 2037 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 2,4 | 14,8 | 300,2 |
| 2038 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 2,0 | 13,8 | 286,8 |
| 2039 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 1,6 | 12,9 | 272,8 |
| 2040 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 1,3 | 12,0 | 258,6 |
| 2041 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 1,0 | 11,1 | 244,5 |
| 2042 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 0,8 | 10,4 | 230,5 |
| 2043 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 0,7 | 9,7 | 217,0 |
| 2044 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 0,6 | 9,0 | 203,9 |
| 2045 | 0 | 0 | | 28 | 13 | 0 | | 26 | 26 | 1 | 0,5 | 8,4 | 191,4 |

1.5.4. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Сравнение технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождения Пустынное производится по рентабельному периоду.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 29 лет, 2 варианта 26 лет, 3 вариантов 27 лет и 4 варианта 21 год.

Вариант 1 предусматривает бурение 63 вертикальных скважин и 1 нагнетательной скважины.

Капитальные вложения запланированы на сумму 39,0млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 959,3 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,288 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту ниже, чем по 2, 3 и 4 вариантам.

Вариант 2 предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 23 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 24 добывающих и 1 нагнетательная скважина. Для внедрения данного варианта потребуется 18,0 млрд. тенге капитальных вложений. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 993,5 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,298 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту ниже, чем по 3 варианту.

3 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 18 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 19 добывающих и 1 нагнетательная скважина.

Для внедрения данного варианта потребуется 12,4 млрд. тенге инвестиций. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 990,3 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,297 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту имеют максимальные значения, однако этот вариант не может быть предложен к внедрению, так как утвержденный КИН не достигается.

4 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 26 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 27 добывающих и 1 нагнетательная скважина.

Капитальные вложения для реализации данного варианта составляют 16,4 млрд.тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 999,0 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти достигается и равен 0,300 д.ед.

Учитывая рентабельность варианта разработки, а также проведение мероприятий, способствующих наиболее полному извлечению извлекаемых запасов нефти и обеспечивающих достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти, к рекомендации предлагаем 4 вариант разработки.

Таблица 1.5.4-1 - Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения

| № | Наименование показателей | Вариант 1 | | Вариант 2 | | Вариант 3 | | Вариант 4 |
|----|--|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------------------|
| | | Расчетный | Прибыльный | Расчетный | Прибыльный | Расчетный | Прибыльный | Расчетный, Прибыльный |
| 1 | Период расчета, годы | 2024-2085 | 2024-2053 | 2024-2055 | 2024-2050 | 2024-2061 | 2024-2051 | 2024-2045 |
| 2 | Ввод добывающих вертикальных скважин из бурения, шт. | 63 | 63 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3 | Ввод добывающих горизонтальных скважин из бурения, шт. | 0 | 0 | 23 | 23 | 18 | 18 | 26 |
| 4 | Ввод нагнетательных скважин из бурения, шт | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | Фонд добывающих скважин, шт | 63 | 63 | 22 | 22 | 19 | 19 | 28 |
| 6 | Фонд нагнетательных скважин, шт | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 7 | Суммарная добыча нефти, тыс.т | 999 | 959,3 | 999,3 | 993,5 | 999 | 990,3 | 999 |
| 8 | Суммарная добыча жидкости, тыс.т | 2536,2 | 2032,5 | 2485,4 | 2403,0 | 2271,9 | 2239,5 | 2957,5 |
| 9 | Суммарная закачка воды, тыс.м³ | 1517,8 | 1053,8 | 1458,2 | 1381,6 | 1238,9 | 1215,3 | 1917,9 |
| 10 | Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 999,0 | 959,3 | 999,3 | 993,5 | 999,0 | 990,3 | 999,0 |

| | | | | | | | | |
|----|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 11 | Коэффициент извлечения нефти, д.ед | 0,300 | 0,288 | 0,300 | 0,298 | 0,300 | 0,297 | 0,300 |
| 12 | Реализация нефти, тыс.т | 997,0 | 957,4 | 997,3 | 991,5 | 997,0 | 988,3 | 997,0 |
| 13 | Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге | 523,5 | 375,0 | 358,4 | 349,7 | 362,1 | 345,2 | 293,6 |
| 14 | Эксплуатационные затраты, млрд.тенге | 729,8 | 172,0 | 106,1 | 95,5 | 113,0 | 86,5 | 80,9 |
| 15 | Общие затраты, млрд. тенге | 874,9 | 275,3 | 205,4 | 192,4 | 212,8 | 182,2 | 162,3 |
| 16 | Капитальные вложения, млрд.тенге | 42,5 | 39,0 | 18,0 | 18,0 | 14,4 | 12,4 | 16,4 |
| 17 | Суммарные выплаты Государству в виде налогов,млрд.тенге | 349,5 | 159,0 | 161,8 | 158,9 | 166,8 | 160,8 | 133,7 |
| 18 | Производственная себестоимость 1 тонны нефти, тыс.тенге/т | | 156,2 | | 84,4 | | 75,3 | 72,6 |
| 19 | Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге | | 171,3 | | 186,6 | | 184,8 | 156,2 |
| 20 | Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге | | 34,3 | | 37,3 | | 37,0 | 31,2 |
| 21 | Налог на сверхприбыль, млрд.тенге | | 21,7 | | 34,2 | | 38,0 | 29,6 |
| 22 | Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге | | 43,2 | | 85,8 | | 88,1 | 70,5 |
| 23 | Поток денежной наличности, млрд.тенге | | 76,3 | | 97,0 | | 97,4 | 79,0 |
| | Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, млрд.тенге | | 21,9 | | 43,1 | | 43,6 | 42,5 |

1.5.5. Техника и технология добычи нефти и газа

Технологические условия эксплуатации, на которых базируется выбор способа добычи нефти, рационального оборудования и режимов его работы, определены исходя из геолого-промышленной характеристики разрабатываемых продуктивных горизонтов, физико-химических свойств флюидов и проектных технологических показателей, основанных на результатах опробования, испытания и исследования скважин.

В период промышленной разработки добыча нефти осуществляется механизированным способом. Устья механизированных скважин будут оборудованы винтовыми насосами.

Эксплуатация скважин установками винтовых штанговых насосов (УВШН)

Винтовые насосы получили популярность благодаря способности перекачивать флюиды с высоким содержанием твёрдой фазы, по своим свойствам, имеющим сходство с газовым конденсатом с ароматическими соединениями, а также тяжёлые эмульсии и нефти. Установки винтовых насосов имеют диапазон добычи от 1 до 750 м³/сут и работают при высоком содержании воды, устойчивы к песку и абразивам.

Данный вид установок наиболее отвечает основным принципам ТТДН.

- песок и все твердые пластовые вещества добываются вместе с нефтью, водой и газом;
- поступление песка в ствол скважины инициируется высокими депрессиями на пласт, обусловленными значительным снижением забойного давления, ниже давления насыщения;
- высокие депрессии, создаваемые при реализации указанной технологии, в меньшей степени способствуют образованию устойчивых эмульсий при применении УВШН, что снижает расходы на обработку продукции.

Основными составными частями винтовых скважинных установок являются скважинный насос (ротор, статор) и устьевое оборудование. Основными преимуществами УВШН по сравнению с другими механизированными системами являются: небольшие капиталовложения, меньший объем эксплуатационных расходов по техническому обслуживанию установок, возможность выбора эффективного эластомерного материала с учетом свойств добываемой жидкости, отсутствие клапанов и, следовательно, отсутствие проблемы устранения их негерметичности. В силу конструктивных особенностей и ротационного подъёма жидкости винтовые насосы в гораздо меньшей мере способствуют образованию стойких эмульсий, что важно в условиях добычи с вероятностью последующего роста обводнённости. Благодаря нечувствительности к свободному газу винтовые насосы идеальны для перекачки высокогазированных нефтей. УВШН являются более износостойчивыми при добыче нефти, содержащей механические примеси, так как твердые частицы, проходя через насос, вдавливаются в эластомер обоймы (статора), который деформируется, но не истирается.

В качестве подъёмника применяются насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм спущенные в эксплуатационную колонну 168 мм. Глубина спуска НКТ выше интервала перфорации,

в среднем на 10-20 м. В случае оснащения скважины насосными установками для мониторинга динамического и статического уровней кольцевое пространство не изолируется пакером.

Основные принципы установки винтового насоса:

- насос (статор) рекомендуется устанавливать ниже самых нижних перфорационных отверстий (~ 1м) на НКТ диаметром 73-89 мм, в зависимости от производительности винтового насоса, способного обеспечить хорошую пропускную способность и ограничение крутящего момента;
- для перемешивания поступающего потока в основании насоса рекомендуется использовать хвостовик с прорезями длиной 0,5-1 м или отверстиями диаметром 20 мм;
- с целью страховки ротора (в случае обрыва штанги) рекомендуется установить внизу стальной брус;
- наличие зумпфа (1-4 трубы 168 мм эксплуатационной колонны) способствует началу добычи при первоначальных высоких дебитах песка;
- приспособление, препятствующее раскручиванию статора лучше устанавливать в его верхней части;
- спуск ротора осуществлять на штангах диаметром 22 мм, с учётом небольших глубин и крутящего момента;
- монтаж винтовых насосов с приборами постоянного слежения за крутящим моментом.

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

Наличие в нефти парафина в дальнейшем может создать проблему, связанную с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) в ПЗП, в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

Понижение давления и температуры нефти при движении по стволу скважины приводит к изменению ее фазовых состояний, уменьшает растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин.

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

Основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются следующие факторы:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов.

Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высокообводненных – защитные покрытия.

К основным способам борьбы с отложениями парафина относится использование НКТ с гладкими защитными поверхностями.

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

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, физические, химические и механические.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых УШВН, в настоящее время преобладают: промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования горячим паром.

Физические методы основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее перспективными из физических методов являются воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть, а также применение устройств на основе постоянных магнитов, предотвращающих образование АСПО и не требующих химических реагентов и электроэнергии.

В основе действия реагентов-ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе, раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью. По этому признаку ингибиторы подразделяются на смачивающие агенты, модификаторы, депрессоры и диспергаторы.

Обводнение изменяет физические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию.

Обводнение ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-смолопарафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Мероприятия по защите от пескопроявления

Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород и, как следствие, к деформациям (смятию) эксплуатационных колонн и нередко к выходу из строя скважин. Песок, поступающий в скважину, осаждаясь на забое, образует пробку, которая существенно снижает текущий дебит скважины, что приводит также к усиленному износу эксплуатационного оборудования.

Для борьбы с пескопроявлением существуют следующие методы:

- регулирование отбора жидкости из скважины;
 - установка защитных приспособлений для сепарации песка у башмака насосно-компрессорных труб или у приема глубинного насоса;
 - вынос поступающего песка на поверхность;
 - удаление пробки промывкой или желонированием;
 - использование различных цементирующих веществ для закрепления пород призабойной зоны.
- Из вышеперечисленных методов рекомендуется наиболее простой метод по защите от пескопроявлений, такой как установка средств механического задержания песка. Для этой цели используются проволочные, щелевые и намывные гравийные фильтры.

При выборе и определении технических характеристик фильтров учитываются следующие факторы:

- форма фильтрационной поверхности не должна искажать профиль потока флюида и предупреждать колматацию фильтра, способствуя образованию за фильтром естественного фильтрационного слоя из крупных частиц пластового песка;
- проницаемость фильтрующей поверхности должна быть максимальной;
- выбор ширины щелей или размера пор гравия по отношению к диаметру частиц выносимого из пласта песка.

Ликвидация песчаных пробок на месторождении осуществляется путем периодического промывания. В качестве промывочной жидкости применяется нефть, вода (обработанная ПАВ), глинистый раствор и т.д. Промывка основана на использовании энергии струи закачиваемой жидкости для разрушения песчаной пробки и выноса песчинок на поверхность.

Рекомендация по антикоррозионной защите оборудования

Воды месторождения Пустынное характеризуется повышенной минерализацией равной 307,84-714,62 г/дм³, pH среда вод нейтральная равная 7,3.

Таким образом, сточная вода на месторождении обладает коррозионной агрессивностью.

При соответствующем выборе материалов, исключающем растрескивание металла компоновки скважины, следующим шагом является принятие мер по защите металла от коррозии электрохимического характера.

Для добывающих скважин, необводненных или характеризующихся малой обводненностью, применение технологических методов обеспечит снижение уровня коррозии до приемлемых. На последующих стадиях (стадия обводнения) потребуется, помимо технологических, применение комплекса специальных методов защиты.

К специальным методам защиты оборудования скважин относится химическое ингибирование. Применение химических методов защиты усилит сопротивляемость материалов коррозионным разрушениям. Из существующих средств защиты от коррозии применение ингибиторов по ряду причин особенно эффективно.

Технологические методы защиты оборудования системы сбора и транспортирования продукции представляют собой комплекс мероприятий, включающий применение герметизированных систем сбора и подготовки, транспортирования нефти; эксплуатацию

трубопроводов сырой нефти со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др.

Для выкидных линий проектируемых скважин применяется низколегированная углеродистая сталь, технические условия которого должны удовлетворять требованиям по сопротивляемости коррозии.

С целью предупреждения порывов и разливов нефти на нефтепромысле рекомендуется проведение периодического ультразвукового контроля толщины нижней образующей нефтепроводов.

Своевременное применение мероприятий по защите от коррозии обеспечит надежность эксплуатации оборудования. Необходимо предусмотреть организацию коррозионного мониторинга - наблюдение за скоростью коррозии всех видов, контроль эффективности применяемых методов защиты.

План рекомендуемых ГТМ

Для реализации рекомендуемого варианта разработки настоящим проектом предусмотрено проведение ряда ГТМ.

Таблица 1.5.5-1 - План рекомендуемых ГТМ

| Вид мероприятий | Срок выполнения | Объемы применения |
|---|-----------------|--|
| Обработка скважин горячей нефтью или углеводородным растворителем | По графику | Все добывающие скважины |
| Закачка химического реагента «МЛ-80». (Все добывающие скважины) | По графику | По всем скважинам с целью по удалению АСПО, а также при подземных ремонтах |
| Ввод ингибиторов коррозии (Трубопроводы и оборудование) | Постоянно | Трубопроводы и оборудование |

1.5.6. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

В соответствии с «ВНТП 3-85. Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», объекты сбора и транспорта продукции скважин должны обеспечивать:

- герметизированный сбор добываемой продукции от скважин до замерных установок и до врезки нефтепроводов на ЦПН с минимальными гидравлическими потерями;
- подключение нефтяных скважин к замерным установкам для достоверного замера дебита продукции каждой скважины;
- возможность проведения на скважинах гидродинамических исследований;
- контроль технологических параметров работы оборудования;
- контроль параметров сырой и товарной нефти;
- дегазацию нефти;
- подготовки товарной нефти в соответствии с требованиями СТ РК 1347–2005 (ГОСТ Р 51858–2002, MOD);
- подготовку сточной воды для закачки в систему поддержания пластового давления (ППД);
- учет объемов подготовленной нефти и сточной воды;
- учет добычи промысловой продукции месторождения в целом, достоверный замер поступающей на ЦПН с нефтепромысловым продукцией;
- учет объемов добычи попутного газа и объемов газа, потребляемого на собственные нужды и сдаваемого на объекты утилизации;
- надежность эксплуатации всех технологических звеньев объектов сбора, транспорта, подготовки нефти и газа;
- автоматизацию и телемеханизацию всех технологических процессов;
- минимальные технологические потери нефти и газа.

Сбор и транспортировка жидкости на месторождении осуществляется по следующей схеме: пласт – скважина – шлейф - центральная замерная емкость - пункт подготовки нефти (ППН) и транспортировка добываемой жидкости автотранспортом до месторождения Кара Арна в первые годы ввода месторождения в эксплуатацию. Месторождение Кара Арна разрабатываемое той же компанией и находится в 30 км от месторождения. В дальнейшем, при разбуривании месторождения, начнется прокладка нефтяной трубы до месторождения Кара Арна.

На месторождении эксплуатация скважин планируется механизированным способом. Подъем продукции на поверхность будет осуществляться с помощью винтовых насосов и пройдя ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

индивидуальный замер жидкости в замерных устройствах будет поступать в накопительную емкость (№10 рисунок 6.3.1), далее по мере заполнения жидкость перекачивается насосом НБ-50 (№6) в технологические резервуары (№5) объемом 72 м³ каждая, всего на месторождении предусматривается 4 резервуара. Откуда скважинная продукция под давлением 0,3÷2МПа и температурой 35°C-55°C, по подземному нефтепроводу с добавлением деэмульгатора поступает на печь подогрева ППНП-1-0,2» с горелкой марки «РН30», где нагревается до 65-75°C. Далее откачивается насосом К45/30 (№2) и отгружается в нефтеозы.

С 2027 года предусматривается бурение нагнетательной скважины с целью поддержания пластового давления и ввод в эксплуатацию нефтепровода до месторождения Кара Арна. В данном случае накопленная жидкость в технологических резервуарах проходит предварительный сброс воды. Обезвоженная нефть поступает в печи подогрева ППНП-1-0,2 (№1) и транспортируется на месторождение Кара-Арна для дальнейшей подготовки и продажи. Вода, отделенная от нефти в технологических резервуарах (№5), поступает в резервуары для сбора пластовой воды объемом 61 м³ (№9), предусматривается два резервуара, где нефтяная пленка отделяется и обратно направляется в систему подготовки нефти. Отстоявшаяся вода с помощью насосов закачивается в нагнетательную скважину. Закачка в скважину осуществляется с помощью насосов «9МГР».

Для предотвращения коррозии коммуникаций и оборудования предусмотрен блок дозирования реагентов БДР-2,5 с возможной подачей водорастворимых ингибиторов коррозии. Блок БДР-2,5 используется для подачи деэмульгаторов марки «Рандем-2213Б» с целью интенсификации процесса деэмульсации.

На рисунке 11 представлена принципиальная технологическая схема сбора жидкости по скважинам и подготовка нефти, схема транспортировки нефти на период 2023-2048 гг.

На технологической площадке месторождения планируется установить следующее оборудование и сооружения:

- Котел «STS-150 ST»
- Дизель генератор «VISAJD250GX» - мощность 250кВт.
- Дизель генератор «AKSAAJD275» мощность 250 кВт.
- Технологические емкости нефти V-60 м³ - 4 ед.;
- Печь подогрева нефти (ППНП-1-0,2/6,3-А(Ж))- 2 ед. (1 резервная).

Температура 20- 75°C, мощность печи подогрева 2500кW;

•Насос нефтеналивного стояка К 45/30 с эл.двиг. 7,5*3000 об/мин-2 ед.
Подача - 45 м³/час, напор-32.00м, частота вращения - 2900 (48) об/мин.
Максимальная потребляемая мощность – 6,50 кВт;

- Насос консольный К20/30 с эл.двигателем 4x3000об/мин.
- Резервуары технологические V-72 м³ - 5 ед;
- Насос НБ-50. Подача – 5,8-11 м³/час.Наибольшее давление-6.3-3.4МПа.

Максимальная потребляемая мощность - 50 кВт;

•Насос НБ-125-2 ед.Подача – 7,05-19,78 л/сек. Наибольшее давление -16.0-8.0МПа. Максимальная потребляемая мощность -125 кВт;

- Подземный резервуар для технической воды V-72 м³-2 ед;
- Резервуары для сбора пластовой воды V-61 м³-2 ед;
- Центральный резервуар поступления нефти со скважин V-72 м³;
- Резервуар для замера дебита скважин V-5 м³.
- Дизель генератор «PDE-275» мощность 275 кВт.
- Блок дозирования хим.регента «БДР-2,5/1»;
- Нефтеналивной стояк -2 ед.;
- АЗС (резервуар хранения дизтоплива – 2 ед.);
- Автомобильная сливно-наливная эстакада на 2 поста- 1 ед.

Данная концепция обустройства месторождения будет применяться в первые годы разработки месторождения. В дальнейшем при увеличении добычи планируется рассмотреть модернизацию и увеличение мощностей пункта сбора и подготовки нефти.

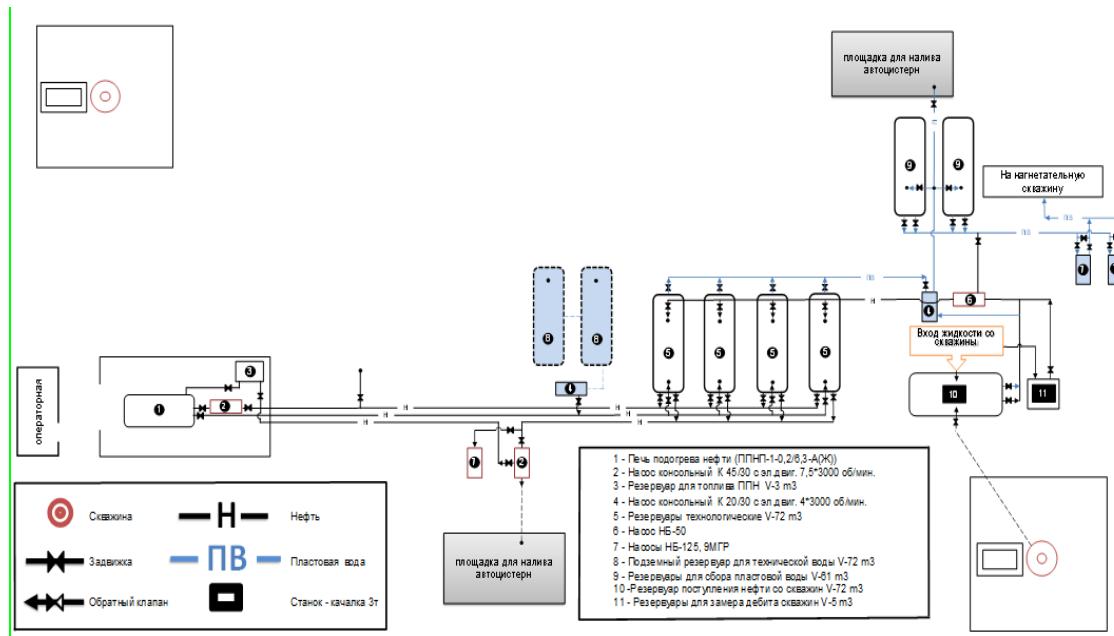


Рисунок 11 - Принципиальная схема сбора жидкости по скважинам и подготовка нефти на месторождения Пустынная

1.5.7. Рекомендации к разработке программы переработки (утилизации) газа

Согласно подсчету запасов нефти 1970 г, запасы растворенного газа по месторождению не утверждались и не поставлены на баланс. В дальнейшем при разбуривании месторождения необходимо отобрать глубинные пробы флюида с целью изучения свойств пластовой нефти и определения количества газа.

1.5.8. Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Согласно данному проекту, разработка месторождения Пустынное на начальном этапе разработки будет осуществляться на естественном режиме, с 2027 г на втором объекте эксплуатации начнется осуществление поддержания пластового давления путем бурения скважины N-1.

1.5.9. Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

На начальном этапе предусматривается разработка месторождения на естественном режиме и применение методов повышения нефтеотдачи не предусматривается.

1.5.10. Техника и технология добычи природного газа

Запасы газа не утверждались и не поставлены на баланс. Добыча газа не предусматривается.

1.5.11. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении и их назначения. Бурение проектной скважины планируются на меловые горизонты.

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина. Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта. Однако для большинства скважин глубина будет определяться одним и тем же фактором - свойствами встретившегося разреза. Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами, и предусматривает:

Для скважин глубиной 600м

1. Направление Ø 323,9 мм, спускается на глубину 30 м. цементируется до устья, спускается с целью перекрытия неогеновых отложений.

2. Кондуктор Ø244,5 мм, спускается на глубину 180 м, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну и установки ПВО.

3. Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм спускается на глубину 800 м. Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи нефти. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

Таблица 1.5.11-1 - конструкция вертикальных скважин

| Наименование колонн | Диаметр, мм | | Глубина спуска колонны, м (по вертикали/по стволу) | Высота подъема цемента, м |
|---------------------|-------------|---------|--|---------------------------|
| | Долота | Колонны | | |
| Направление | 393,7 | 323,9 | 30 | До устья |
| Кондуктор | 295,3 | 244,5 | До устья | устье |
| Эксплуатационная | 215,9 | 168,3 | До устья | устье |

В данной работе предлагается бурения горизонтальных скважин для уточнения технологических показателей разработки месторождения, а также в таблице 1.5.11-2 представлены конструкция горизонтальных скважин предусмотренных в рамках настоящего отчета.

Таблица 1.5.11-2 – Проектные конструкции горизонтальных скважин

| Наименование колонн | Диаметр, мм | | Глубина спуска колонны, м (по вертикали/по стволу) | Высота подъема цемента, м |
|---------------------|-------------|---------|--|---------------------------|
| | Долота | Колонны | | |
| Направление | 393,7 | 323,9 | 30 | До устья |
| Кондуктор | 295,3 | 244,5 | 180 | До устья |
| Экс. колонна | 215,9 | 168,3 | 700*/870 | До устья |

Примечание:

- глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от глубины залегания целевого продуктивного горизонта;
- Точка отклонения выбирается исходя из вертикальной глубины и точки продуктивных горизонтов, при необходимости предусматривается начало искривления при бурении под техническую колонну.

ТИПЫ И ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

| Интервал обсадной колонны | Кондуктор | Эксплуатационная колонна |
|---|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Диаметр ствола/колонны, мм | 295,3/244,5 | 215,9/168,3 |
| Тип раствора | Ингибированный KCl полимерный раствор | Ингибированный KCl полимерный раствор |
| плотность раствора (г/см ³) | 1,15-1,18 | 1,18-1,24 |

Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами

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

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

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

порции глинистого раствора в объеме 1-2 м³.

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

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

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

Тампонажные работы:

- использование в качестве тампонажного материала высококачественного тампонажного цемента с повышенной сульфатостойкостью типа I (HSR) (в соответствии со стандартом АНИ) и тампонажного портландцемента типа ПЦТ-Г (ГОСТ 1581-2019);

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

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

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

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

Направление Ø323,9 цементируется тампонажным раствором с использованием цемент – типа G. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 50 см³/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %) ускоренное формирование цементного камня с целью сокращения времени ОЗЦ, улучшения качества крепления и предотвращения заколонных флюидопроявлений. Для регулирования свойств тампонажного раствора использовать понизители вязкости (диспергаторы) типа лигносульфонатов, понизители водоотдачи на полимерной основе, ускорители срока схватывания.

Тампонажный раствор – с нормальной плотностью (1,56 г/см³), для раннего набора прочности в качестве добавки применяются ускорители сроков схватывания, понизители водоотдачи, диспергаторы.

Кондуктор Ø244,5 цементируется тампонажным раствором с использованием цемент – типа G. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 50 см³/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %) ускоренное формирование цементного камня с целью сокращения времени ОЗЦ, улучшения качества крепления и предотвращения заколонных флюидопроявлений. Для регулирования свойств тампонажного раствора использовать понизители вязкости (диспергаторы) типа лигносульфонатов, понизители водоотдачи на полимерной основе, ускорители срока схватывания.

Тампонажный раствор – с нормальной плотностью (1,80 г/см³), для раннего набора прочности в качестве добавки применяются ускорители сроков схватывания, понизители водоотдачи, диспергаторы.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 цементируется следующим образом:

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Используется тампонажный раствор с двумя порциями, облегченный с плотностью 1,56 г/см³ и нормальной плотности 1,85 г/см³. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 30 см³/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %). В качестве добавок применять понизители водоотдачи, диспергаторы, замедлители, а в качестве расширителя НРС или аналог СИГБ до 2 %.

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

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

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

3. Наличие на буровых постоянного запаса бурового раствора в объеме соответствующей объему очередной обсадной колонны.

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

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

1.5.12. Рекомендации к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном полимерным растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом депрессия на пласт не должна превышать 5 % пластового давления. С этой целью, вскрытие горизонта производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые, к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов являются:

- создание противодавления на пласт, достаточное для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;

- недопущение кольматации перфорационных каналов и околосвольной зоны пласта (ОЗП).

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы фирмы Шломберже PowerJet 4^{1/2}"HMX, с плотностью зарядов 16 отв. на м², прошедшие апробацию и показавшие хорошие результаты не только на месторождениях стран дальнего зарубежья, но и на месторождениях Казахстана.

Достоинствами перфорационных систем PowerJet HMX являются:

глубина проникновения зарядов составляет от 1,2 до 3 м, в зависимости от условия залегания коллектора, и как следствие, зона проникновения фильтрата промывочной жидкости минимально влияет на продуктивность скважины;

интервал перфорации превышает 5 м, что значительно уменьшает времени спуско-подъемных операций;

проводится «чистая» перфорация за счет депрессии на пласт, позволяющая снизить до минимума негативные факторы, связанные с прострелочно-взрывными работами, прежде всего засорения каналов и самой породы продуктами взрыва.

Промысловой практикой и научно-исследовательскими работами подтверждено, что дебит

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

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

Поэтому в качестве промывочной и перфорационной жидкости рекомендуются:

Направление – бурение вести с использованием технической воды.

Кондуктор - бурение под колонну, для недопущения осложнений и перекрытия зон поглощений, водопроявления и Газопроявления техногенного характера следует производить заранее приготовленным полимерным раствором, стабилизованным реагентами для уменьшения водоотдачи бурового раствора, глинизации стенок скважины и предупреждения проникновения фильтрата в пласт. В случае возникновения поглощений бурового раствора использовать 2-3 вида наполнителей с различными размерами частиц (зернистые, волокнистые, чешуйчатые) в количестве 2 % к объему бурового раствора. Для поддержания щелочности бурового раствора на уровне pH=9,0–10,0 вводить каустическую соду (NaOH). По окончании бурения ствол скважины необходимо промыть в течение двух циклов с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы.

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

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

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

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 10-20 отверстий на 1 п. метр.

Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям ТБС НМПОСНО на строительство скважин. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

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

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

На этапе строительства скважин при опробовании и исследования скважин должны
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

выполняться следующие мероприятия:

устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;

при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и последний в обязательном порядке сжигается;

работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденной недропользователем.

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

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

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

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

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

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

Технологические условия эксплуатации, на которых базируется выбор способа добычи нефти, рационального оборудования и режимов его работы, определены исходя из геолого-промышленной характеристики разрабатываемых продуктивных горизонтов, физико-химических свойств флюидов и проектных технологических показателей, основанных на результатах опробования, испытания и исследования скважин.

В период промышленной разработки добыча нефти осуществляется механизированным способом. Устья механизированных скважин будут оборудованы винтовыми насосами.

Эксплуатация скважин установками винтовых штанговых насосов (УВШН)

Винтовые насосы получили популярность благодаря способности перекачивать флюиды с высоким содержанием твёрдой фазы, по своим свойствам, имеющим сходство с газовым конденсатом с ароматическими соединениями, а также тяжёлые эмульсии и нефти. Установки винтовых насосов имеют диапазон добычи от 1 до 750 м³/сут и работают при высоком содержании воды, устойчивы к песку и абразивам.

Данный вид установок наиболее отвечает основным принципам ТТДН.

- песок и все твердые пластовые вещества добываются вместе с нефтью, водой и газом;
- поступление песка в ствол скважины инициируется высокими депрессиями на пласт, обусловленными значительным снижением забойного давления, ниже давления насыщения;
- высокие депрессии, создаваемые при реализации указанной технологии, в меньшей степени способствуют образованию устойчивых эмульсий при применении УВШН, что снижает расходы на обработку продукции.

Основными составными частями винтовых скважинных установок являются скважинный насос (ротор, статор) и устьевое оборудование. Основными преимуществами УВШН по сравнению с другими механизированными системами являются: небольшие капиталовложения, меньший объем эксплуатационных расходов по техническому обслуживанию установок, возможность выбора эффективного эластомерного материала с учетом свойств добываемой жидкости, отсутствие клапанов и, следовательно, отсутствие проблемы устранения их негерметичности. В силу конструктивных особенностей и ротационного подъёма жидкости винтовые насосы в гораздо меньшей мере способствуют образованию стойких эмульсий, что важно в условиях добычи с вероятностью последующего роста обводнённости. Благодаря нечувствительности к свободному газу винтовые насосы идеальны для перекачки высокогазированных нефтей. УВШН являются более износостойчивыми при добыче нефти, содержащей механические примеси, так как твердые частицы, проходя через насос, вдавливаются в эластомер обоймы (статора), который деформируется,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

но не истирается

В качестве подъёмника применяются насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм спущенные в эксплуатационную колонну 168 мм. Глубина спуска НКТ выше интервала перфорации, в среднем на 10-20 м. В случае оснащения скважины насосными установками для мониторинга динамического и статического уровней кольцевое пространство не изолируется пакером.

Основные принципы установки винтового насоса:

- насос (статор) рекомендуется устанавливать ниже самых нижних перфорационных отверстий (~ 1м) на НКТ диаметром 73-89 мм, в зависимости от производительности винтового насоса, способного обеспечить хорошую пропускную способность и ограничение крутящего момента;

- для перемешивания поступающего потока в основании насоса рекомендуется использовать хвостовик с прорезями длиной 0,5-1 м или отверстиями диаметром 20 мм;

- с целью страховки ротора (в случае обрыва штанги) рекомендуется установить внизу стальной брусь;

- наличие зумпфа (1-4 трубы 168 мм эксплуатационной колонны) способствует началу добычи при первоначальных высоких дебитах песка;

- приспособление, препятствующее раскручиванию статора лучше устанавливать в его верхней части;

- спуск ротора осуществлять на штангах диаметром 22 мм, с учётом небольших глубин и крутящего момента;

- монтаж винтовых насосов с приборами постоянного слежения за крутящим моментом.

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

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

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

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

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

1.8.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, по скольку 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-Оот 29.10.2010 г.).

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Значимость воздействия, являющаяся результатирующим 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 уровня оценки.

В таблице 1.8-1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

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

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

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

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

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

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

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

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

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

| | |
|-----------------------|--|
| Низкая(1-8) | Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность /ценность |
| Средняя(9-27) | Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего установленный предел. |
| Высокая(28-64) | Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или отмечается воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов |

Таблица1.8-2-Матрицаоценкивоздействияокружающейсредувштатномрежиме

| Категориивоздействия,балл | | | Категориизначимости | |
|---------------------------|---------------------------------------|----------------------------|---------------------|--------------------------------|
| Пространственный масштаб | Временной масштаб | Интенсивность воздействия | Баллы | Значимость |
| <u>Локальное</u> 1 | <u>Кратковременное</u> 1 | <u>Незначительное</u> 1 | 1-8 | Воздействие низкой значимости |
| <u>Ограниченнное</u> 2 | <u>Средней продолжительности</u> 2 | <u>Слабое</u> 2 | | Воздействие средней значимости |
| <u>Местное</u> 3 | <u>Продолжительное</u> 3 | <u>Умеренное</u> 3 | | Воздействие высокой значимости |
| <u>Региональное</u> 4 | <u>Многолетнее</u> 4 | <u>Сильное</u> 4 | 28-64 | |

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

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально-экономической среды в данной методике используются приемы получения полукачественной оценки в формебаллов.

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 поградациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пятиуровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 1.8-3.

Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий Республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 1.8-3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

| Масштабвоздействия(рейтинготносительного воздействияи нарушения) | Показателивоздействияи ранжированиепотенциальныхнарушений |
|--|---|
| Пространственный масштабвоздействия | |
| Нулевое(0) | Воздействие отсутствует |
| Точечное(1) | Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта |

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

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

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

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 1.8-4.

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

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

1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду

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

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

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

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

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

В работе рассмотрены четыре варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, закачки воды.

Расчеты технологических показателей разработки месторождения и объектов выполнены по 4 основным вариантам: **первый базовый** разбуривание месторождения вертикальными скважинами. **Второй вариант** предусматривает бурение горизонтальных скважин. **Третий вариант и четвертый** аналогичен второму варианту, но с уплотнением сетки скважин и различным направлением горизонтальных стволов относительно простирания залежи.

Разработка месторождения начинается с 2025 год с вводом ранее пробуренных 3-х скважин и бурением новых 5-ти горизонтальных скважин для рекомендуемого 4 варианта разработки.

4 вариант - предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 26 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 27 добывающих и 1 нагнетательная скважина.

В целом по месторождению по 4 варианту максимальный фонд скважин – 28 ед.. в т.ч. 1 нагнетательная. Темп бурения по 8 скважин в год. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029) с годовыми уровнями 123,2 – 125,3тыс.т, максимальная добыча 126,9 тыс.т достигается в 2028 г.

График планируемых работ

| Годы и периоды | Ввод скважин из бурения | | | Фонд скважин с нач.разр. ед. |
|----------------|-------------------------|------------|-------------|------------------------------|
| | всего ед. | добыв. ед. | нагнет. ед. | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2025 | 8 | 8 | | 8 |
| 2026 | 8 | 8 | | 16 |
| 2027 | 9 | 8 | 1 | 25 |
| 2028 | 3 | 3 | | 28 |
| 2029 | 0 | 0 | | 28 |
| 2030 | 0 | 0 | | 28 |
| 2031 | 0 | 0 | | 28 |
| 2032 | 0 | 0 | | 28 |
| 2033 | 0 | 0 | | 28 |
| 2034 | 0 | 0 | | 28 |
| 2035 | 0 | 0 | | 28 |
| 2036 | 0 | 0 | | 28 |
| 2037 | 0 | 0 | | 28 |
| 2038 | 0 | 0 | | 28 |
| 2039 | 0 | 0 | | 28 |
| 2040 | 0 | 0 | | 28 |
| 2041 | 0 | 0 | | 28 |
| 2042 | 0 | 0 | | 28 |
| 2043 | 0 | 0 | | 28 |
| 2044 | 0 | 0 | | 28 |
| 2045 | 0 | 0 | | 28 |

Описание технологических процессов

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Технологические условия эксплуатации, на которых базируется выбор способа добычи нефти, рационального оборудования и режимов его работы, определены исходя из геолого-промышленной характеристики разрабатываемых продуктивных горизонтов, физико-химических свойств флюидов и проектных технологических показателей, основанных на результатах опробования, испытания и исследования скважин.

В период промышленной разработки добыча нефти осуществляется механизированным способом. Устья механизированных скважин будут оборудованы винтовыми насосами.

Сбор и транспортировка жидкости на месторождении осуществляется по следующей схеме: пласт – скважина – шлейф - центральная замерная емкость - пункт подготовки нефти (ППН) и транспортировка добытой жидкости автотранспортом до месторождения Кара Арна в первые годы ввода месторождения в эксплуатацию. Месторождение Кара Арна разрабатываемая той же компанией и находится в 30 км от месторождения. В дальнейшем, при разбуривании месторождения, начнется прокладка нефтяной трубы до месторождения Кара Арна.

На месторождении эксплуатация скважин планируется механизированным способом. Подъем продукции на поверхность будет осуществляться с помощью винтовых насосов и пройдя индивидуальный замер жидкости в замерных устройствах будет поступать в накопительную емкость (№10 рисунок 6.3.1), далее по мере заполнения жидкость перекачивается насосом НБ-50 (№6) в технологические резервуары (№5) объемом 72 м³ каждая, всего на месторождении предусматривается 4 резервуара. Откуда скважинная продукция под давлением 0,3÷2МПа и температурой 35°C-55°C, по подземному нефтепроводу с добавлением деэмульгатора поступает на печь подогрева ППНП-1-0,2» с горелкой марки «РН30», где нагревается до 65-75°C. Далее откачивается насосом К45/30 (№2) и отгружается в нефтеозы.

С 2027 года предусматривается бурение нагнетательной скважины с целью поддержания пластового давления и ввод в эксплуатацию нефтепровода до месторождения Кара Арна. В данном случае накопленная жидкость в технологических резервуарах проходит предварительный сброс воды. Обезвоженная нефть поступает в печи подогрева ППНП-1-0,2 (№1) и транспортируется на месторождение Кара-Арна для дальнейшей подготовки и продажи. Вода, отделенная от нефти в технологических резервуарах (№5), поступает в резервуары для сбора пластовой воды объемом 61 м³ (№9), предусматривается два резервуара, где нефтяная пленка отделяется и обратно направляется в систему подготовки нефти. Отстоявшаяся вода с помощью насосов закачивается в нагнетательную скважину. Закачка в скважину осуществляется с помощью насосов «9МГР».

Для предотвращения коррозии коммуникаций и оборудования предусмотрен блок дозирования реагентов БДР-2,5 с возможной подачей водорастворимых ингибиторов коррозии. Блок БДР-2,5 используется для подачи деэмульгаторов марки «Рандем-2213Б» с целью интенсификации процесса деэмульгации.

На технологической площадке месторождения планируется установить следующее оборудование и сооружения:

- Котел «STS-150 ST»
- Дизель генератор «VISAJD250GX» - мощность 250кВт.
- Дизель генератор «AKSAAJD275» мощность 250 кВт.
- Технологические емкости нефти V-60 м³ - 4 ед.;
- Печь подогрева нефти (ППНП-1-0,2/6,3-А(Ж))- 2 ед. (1 резервная).

Температура 20- 75°C, мощность печи подогрева 2500кW;

- Насос нефтеналивного стояка К 45/30 с эл.двиг. 7,5*3000 об/мин-2 ед.

Подача - 45 м³/час, напор-32.00м, частота вращения - 2900 (48) об/мин.

Максимальная потребляемая мощность – 6,50 кВт;

- Насос консольный К20/30 с эл.двигателем 4x3000об/мин.
- Резервуары технологические V-72 м³ - 5 ед;
- Насос НБ-50. Подача – 5,8-11 м³/час.Наибольшее давление-6.3-3.4МПа.

Максимальная потребляемая мощность - 50 кВт;

- Насос НБ-125-2 ед.Подача – 7,05-19,78 л/сек. Наибольшее давление -16.0-8.0МПа. Максимальная потребляемая мощность -125 кВт;

- Подземный резервуар для технологической воды V-72 м³-2 ед;
- Резервуары для сбора пластовой воды V-61 м³-2 ед;
- Центральный резервуар поступления нефти со скважин V-72 м³;
- Резервуар для замера дебита скважин V-5 м³.
- Дизель генератор «PDE-275» мощность 275 кВт.

- Блок дозирования хим.регента «БДР-2,5/1»;
- Нефтеналивной стояк -2 ед.;
- АЗС (резервуар хранения дизтоплива – 2 ед.);
- Автомобильная сливно-наливная эстакада на 2 поста- 1 ед.

Воздействие на атмосферный воздух

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

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 26 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 27 добывающих и 1 нагнетательная скважина

ПРИ БУРЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

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

Организованные источники:

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

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Расчет выбросов пыли, образуемой при погрузочно-разгрузочных работах;
- ист. N 6003, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6006, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6007, Площадка складирования цемента;
- ист. N 6008, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6009, Цементно-смесительная машина СМН-20;
- ист. N 6010, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6011, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6012, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6013, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6014, Емкость для нефти;
- ист. N 6015, Устье скважины;
- ист. N 6016, Дренажная емкость.

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 добывающей скважины составит – 23,93586356 г/сек и 137,80890063 тонн (От 28 скв. 3858,64921764 т/период).

В ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На период промышленной разработки месторождения Пустынное, при регламентной работе нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в атмосферу будет выбрасываться 25 ингредиентов загрязняющих веществ 2,3,4 класса санитарной опасности (значения ПДК и класс опасности каждого вещества определяются на основании Приказа Министр здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70 «Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций»).

На период регламентной работы нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в год максимальной добычи (2028 г. добыча нефти составляет 126,9 тыс. тонн) количество

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

источников загрязнения атмосферы было установлено, 37 источников выбросов, из них организованных источников - 5, неорганизованных источников – 32.

Организованные источники:

- ист. №0001, Дизель генератор «VISAJD250GX» - мощность 250кВт;
- ист. №0002, Дизель генератор «AKSAAJD275» мощность 250 кВт;
- ист. №0003-0004, Печь подогрева нефти (ППНП-1-0,2/6,3-А(Ж))- 2 ед;
- ист. №0005, Котел «STS-150 ST»;
- ист. №0006, Дизель генератор «PDE-275» мощность 275 кВт;

Неорганизованные источники:

- ист. №6001, Технологические емкости нефти V-60 м³ - 4 ед;
- ист. №6002, Насос нефтепаливного стояка К 45/30 - 2 ед;
- ист. №6003, Насос НБ-50;
- ист. №6004, Насос НБ-125-2 ед;
- ист. №6005, Резервуары технологические V-72 м³ - 5 ед
- ист. №6006, Центральный резервуар поступления нефти со скважин V-72 м³;
- ист. №6007, Нефтепаливной стояк 2 ед.;
- ист. №6008, Блок дозирования хим.регента «БДР-2,5/1»;
- ист. №6009, АЗС;
- ист. №6010, Автомобильная сливно-наливная эстакада на 2 поста- 1 ед;
- ист. №6011-6038, Устья скважин.

Согласно проведенным предварительным расчетам при разработке месторождения Пустынное на максимальный год добычи 2028 год, стационарными источниками загрязнения выбрасывается в атмосферный воздух всего 15.932639205 г/сек – 448.16861891 т/год.

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

ЭРА v3.0 ТОО "КЭР"

Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении скважин

Жылдызский район, ПР Пустынное, бурение скважин

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ЭНК, мг/м ³ | ПДК максимал ьная разова я, мг/м ³ | ПДК среднесу точная, мг/м ³ | ОБУВ, мг/м ³ | Класс опасности ЗВ | Выброс вещества с учетом очистки, г/с | Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М) | Выброс вещества с учетом очистки, г/с | Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М) |
|--------|---|------------------------|---|--|-------------------------|--------------------|---------------------------------------|---|---------------------------------------|---|
| | | | | | | | от 1-ой скважины | | | от 28-ми скважин |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | | 0.04 | | 3 | | 0.00624 | 0.00214 | 0.00624 | 0.01284 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327) | | 0.01 | 0.001 | | 2 | 0.000537 | 0.000184 | 0.000537 | 0.001104 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | 0.2 | 0.04 | | 2 | 5.60943899 | 48.100709344 | 4.60943899 | 646.007635152 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.4 | 0.06 | | 3 | 2.732385412 | 10.0949234 | 0.732385412 | 306.5695404 |
| 0316 | Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163) | | 0.2 | 0.1 | | 2 | 0.000019 | 0.00001 | 0.000019 | 0.00006 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 1.333083483 | 10.93999619 | 0.333083483 | 65.53997714 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.5 | 0.05 | | 3 | 2.079638888 | 1.41752 | 1.079638888 | 74.50512 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.008 | | | 2 | 0.0006573 | 0.00622683 | 0.0006573 | 0.03736098 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 5 | 3 | | 4 | 5.66783846 | 53.226084762 | 4.66783846 | 676.75988766 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | 0.02 | 0.005 | | 2 | 0.0004375 | 0.00015 | 0.0004375 | 0.0009 |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) | | 0.2 | 0.03 | | 2 | 0.001925 | 0.00066 | 0.001925 | 0.00396 |
| 0405 | Пентан (450) | 100 | | 25 | | 4 | 0.00057878 | 0.00554565 | 0.00057878 | 0.0332739 |
| 0410 | Метан (727*) | | | | 50 | | 0.020050612 | 0.182002565 | 0.020050612 | 1.09201539 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | | 15 | | 4 | | 0.00083478 | 0.0079942 | 0.00083478 | 0.0479652 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | | | | 50 | | 0.0239223 | 0.296961 | 0.0239223 | 1.781766 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | | | 30 | | 0.00372 | 0.06067 | 0.00372 | 0.36402 |
| 0602 | Бензол (64) | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 0.00004856 | 0.0007927 | 0.00004856 | 0.0047562 |
| 0616 | Диметиленбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | | 0.2 | | 3 | | 0.00001527 | 0.0002489 | 0.00001527 | 0.0014934 |
| 0621 | Метилбензол (349) | | 0.6 | | 3 | | 0.00003053 | 0.0004978 | 0.00003053 | 0.0029868 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | 0.0000001 | 1 | | 0.000006345 | 0.000010736 | 0.000006345 | 0.000064416 |

ТОО «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| | | | | | | | | | | |
|---|---|--|------|------|------|---|--------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0.05 | 0.01 | 0.05 | 2 | 0.063500958 0.0000325 | 8.891385931 0.0001462 | 0.063500958 0.0000325 | 53.348315586 0.0008772 |
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | | | | | | | | | |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | 1 | | | 4 | 6.371744892 | 4.564240422 | 3.439141762 | 72.788821626 |
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) | | 0.3 | 0.1 | | 3 | 0.019177 | 0.0098 | 0.019177 | 0.0588 |
| | В С Е Г О : | | | | | | 23.93586356 | 137.80890063 | 15.00326043 | 1899.06354105 |
| Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ | | | | | | | | | | |
| 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1) | | | | | | | | | | |

ЭРАv3.0 ТОО"КЭР"

Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (на максимальный год добычи 2028 г.)

Жылдызский район,ПР Пустынное

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | ЭНК, мг/м3 | ПДК максимальная разовая, мг/м3 | ПДК среднесуточная, мг/м3 | ОБУВ, мг/м3 | Класс опасности ЗВ | Выброс вещества с учетом очистки, г/с | Выброс вещества с учетом очистки,т/год (M) | 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 | 1.967631333 | | 39.81144 | 995.286 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.4 | 0.06 | | 3 | 0.871670067 | | 11.329884 | 107.8314 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 0.107701388 | | 1.88584 | 37.7168 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.5 | 0.05 | | 3 | 0.414003333 | | 10.6256 | 212.512 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.008 | | | 2 | 0.292532259 | | 9.4529046743 | 1181.61308 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 5 | 3 | | 4 | 1.546597223 | | 33.21592 | 11.0719733 |
| 0402 | Бутан (99) | | 200 | | | 4 | 0.000734 | | 0.023343 | 0.00011672 |
| 0403 | Гексан (135) | | 60 | | | 4 | 0.000245 | | 0.0077945 | 0.00012991 |
| 0405 | Пентан (450) | | 100 | 25 | | 4 | 0.2886499 | | 9.32759275 | 0.37310371 |

ТОО «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| | | | | | | | | | | |
|------|---|--|--|------|----------|----|---|--------------|--------------|------------|
| 0410 | Метан (727*) | | | 15 | | 50 | 4 | 1.7458895 | 56.1915755 | 1.12383151 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | | | | | 50 | | 0.4165458 | 13.4634391 | 0.89756261 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | | | | | | | 7.43023 | 243.594984 | 4.87189968 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | | | | 30 | | 0.19405 | 7.567 | 0.25223333 |
| 0602 | Бензол (64) | | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 0.00253326 | 0.098765 | 0.98765 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | | 0.2 | | | 3 | 0.00079556 | 0.0310535 | 0.1552675 |
| 0621 | Метилбензол (349) | | | 0.6 | | | 3 | 0.00159111 | 0.0621074 | 0.10351233 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | | 0.000001 | | 1 | 0.000002583 | 0.000050486 | 50.486 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | | 0.05 | 0.01 | | 2 | 0.025833333 | 0.45896 | 45.896 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | | 1 | | | 4 | 0.625403556 | 11.020365 | 11.020365 |
| | В С Е Г О : | | | | | | | 15.932639205 | 448.16861891 | 2662.19893 |

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)

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту при разработке месторождения Пустынное

Жылдызский район, Пустынное _разработка_

| Производство цех, участок | Номер источника | Нормативы выбросов загрязняющих веществ | | | | | | | | | | Нормативы выбросов загрязняющих веществ | | | | | | | | | | год до-тиже-ния НДВ | | | | |
|---|-----------------|---|---------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|-----------------|---|-----------------|---------------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|-----------------|--------------|--------------------|---------------------|-------------------------|------------------|------|----|
| | | сущес-твующее положение | на 2025 год | на 2026 год | на 2027 год | на 2028 год | на 2029 год | на 2030 год | на 2031 год | на 2032 год | на 2033 год | на 2034 год | НДВ | год до-тиже-ния НДВ | | | | | | | | | | | | |
| Код и наименование загрязняющего вещества | | г / с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | г/с | т/год | | | | | |
| 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 | 27 |
| 0301, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Организованные источники | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Месторождение Пустынное | 0001 | | 0,53 3333 333 | 11,77 344 | 0,5333 33333 | 11,773 44 | 0,533 33333 3 | 11,77 344 | 0,533 33333 3 | 11,7734 4 | 0,53333 3333 | 11,77 344 | 0,53333 3333 | 11,77 344 | 0,533 33333 3 | 11,7734 4 | 0,533 33333 3 | 11,7734 4 | 0,5333 33333 | 11,77 344 | 0,5333 33333 | 11,7 734 4 | 0,53 333 333 | 11,7 7344 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0002 | | 0,53 3333 333 | 8 | 0,5333 33333 | 8 | 0,533 33333 3 | 8 | 0,5333 33333 | 8 | 0,53333 3333 | 8 | 0,53333 3333 | 8 | 0,533 33333 3 | 8 | 0,5333 33333 | 8 | 0,5333 33333 | 8 | 0,53 333 333 | 8 | 0,53 333 333 | 8 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0003 | | 0,15 68 | 4,94 | 0,1568 | 4,94 | 0,156 8 | 4,94 | 0,156 8 | 4,94 | 0,1568 | 4,94 | 0,1568 | 4,94 | 0,156 8 | 4,94 | 0,156 8 | 4,94 | 0,1568 | 4,94 | 0,1568 | 4,94 | 0,15 68 | 4,94 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0004 | | 0,15 68 | 4,94 | 0,1568 | 4,94 | 0,156 8 | 4,94 | 0,156 8 | 4,94 | 0,1568 | 4,94 | 0,1568 | 4,94 | 0,156 8 | 4,94 | 0,156 8 | 4,94 | 0,1568 | 4,94 | 0,1568 | 4,94 | 0,15 68 | 4,94 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0005 | | 0,00 0698 | 0,558 | 0,0006 98 | 0,558 | 0,000 698 | 0,558 | 0,000 698 | 0,558 | 0,00069 8 | 0,558 | 0,00069 8 | 0,558 | 0,000 698 | 0,558 | 0,000 698 | 0,558 | 0,0006 98 | 0,558 | 0,0006 98 | 0,55 8 | 0,00 069 8 | 0,55 8 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0006 | | 0,58 6666 667 | 9,6 | 0,5866 66667 | 9,6 | 0,586 66666 7 | 9,6 | 0,586 66666 7 | 9,6 | 0,58666 6667 | 9,6 | 0,58666 6667 | 9,6 | 0,586 66666 7 | 9,6 | 0,586 66666 7 | 9,6 | 0,5866 66667 | 9,6 | 0,5866 66667 | 9,6 | 0,58 666 666 7 | 9,6 | 2025 | |
| Итого: | | | 1,96 7631 333 | 39,81 144 | 1,9676 31333 | 39,811 44 | 1,967 63133 3 | 39,81 144 | 1,967 63133 3 | 39,8114 4 | 1,96763 1333 | 39,81 144 | 1,96763 1333 | 39,81 144 | 1,967 63133 3 | 39,8114 4 | 1,967 63133 3 | 39,8114 4 | 1,9676 31333 | 39,81 144 | 1,9676 31333 | 39,8 114 4 | 1,96 763 133 3 | 39,8 114 4 | 2025 | |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | 1,96 7631 333 | 39,81 144 | 1,9676 31333 | 39,811 44 | 1,967 63133 3 | 39,81 144 | 1,967 63133 3 | 39,8114 4 | 1,96763 1333 | 39,81 144 | 1,96763 1333 | 39,81 144 | 1,967 63133 3 | 39,8114 4 | 1,967 63133 3 | 39,8114 4 | 1,9676 31333 | 39,81 144 | 1,9676 31333 | 39,8 114 4 | 1,96 763 133 3 | 39,8 114 4 | 2025 | |

ТОО «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| 0304, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|--|--|---------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|-----------------|--------------|----------------------|--------------|---------------------|--------------|-----------------|--------------|-----------------|------------------|-------------------------|--------------|------|--|
| Организованные источники | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Месторождение Пустынное | 0001 | | | 0,08 6666 667 | 1,913 184 | 0,0866 66667 | 1,9131 84 | 0,086 66666 7 | 1,913 184 | 0,086 66666 7 | 1,91318 4 | 0,08666 6667 | 1,913 184 | 0,0866 66666 7 | 1,91318 4 | 0,086 66666 7 | 1,91318 4 | 0,0866 66667 | 1,913 184 | 0,0866 66667 | 1,91 318 4 | 0,08 666 666 7 | 1,91 3184 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0002 | | | 0,08 6666 667 | 1,3 | 0,0866 66667 | 1,3 | 0,086 66666 7 | 1,3 | 0,086 66666 7 | 1,3 | 0,08666 6667 | 1,3 | 0,0866 66666 7 | 1,3 | 0,086 66666 7 | 1,3 | 0,0866 66667 | 1,3 | 0,0866 66667 | 1,3 | 0,08 666 666 7 | 1,3 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0003 | | | 0,02 55 | 0,803 | 0,0255 | 0,803 | 0,025 5 | 0,803 | 0,025 5 | 0,803 | 0,0255 | 0,803 | 0,0255 | 0,803 | 0,025 5 | 0,803 | 0,0255 | 0,803 | 0,0255 | 0,80 3 | 0,02 55 | 0,80 3 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0004 | | | 0,02 55 | 0,803 | 0,0255 | 0,803 | 0,025 5 | 0,803 | 0,025 5 | 0,803 | 0,0255 | 0,803 | 0,0255 | 0,803 | 0,025 5 | 0,803 | 0,0255 | 0,803 | 0,0255 | 0,80 3 | 0,02 55 | 0,80 3 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0005 | | | 0,00 0113 4 | 0,090 7 | 0,0001 134 | 0,0907 | 0,000 1134 | 0,090 7 | 0,000 1134 | 0,0907 | 0,00011 34 | 0,090 7 | 0,00011 34 | 0,090 7 | 0,000 1134 | 0,0907 | 0,0001 134 | 0,090 7 | 0,0001 134 | 0,09 07 | 0,00 011 34 | 0,09 07 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0006 | | | 0,09 5333 333 | 1,56 | 0,0953 33333 | 1,56 | 0,095 33333 3 | 1,56 | 0,095 33333 3 | 1,56 | 0,09533 3333 | 1,56 | 0,09533 3333 | 1,56 | 0,095 33333 3 | 1,56 | 0,0953 33333 | 1,56 | 0,0953 33333 | 1,56 | 0,09 533 333 3 | 1,56 | 2025 | |
| Итого: | | | | 0,31 9780 067 | 6,469 884 | 0,3197 80067 | 6,4698 84 | 0,319 78006 7 | 6,469 884 | 0,319 78006 7 | 6,46988 4 | 0,31978 0067 | 6,469 884 | 0,31978 0067 | 6,469 884 | 0,319 78006 7 | 6,46988 4 | 0,3197 80067 | 6,469 884 | 0,3197 80067 | 6,46 988 4 | 0,31 978 006 7 | 6,46 9884 | 2025 | |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,31 9780 067 | 6,469 884 | 0,3197 80067 | 6,4698 84 | 0,319 78006 7 | 6,469 884 | 0,319 78006 7 | 6,46988 4 | 0,31978 0067 | 6,469 884 | 0,31978 0067 | 6,469 884 | 0,319 78006 7 | 6,46988 4 | 0,3197 80067 | 6,469 884 | 0,3197 80067 | 6,46 988 4 | 0,31 978 006 7 | 6,46 9884 | 2025 | |

0328, Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

| Организованные источники | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|------|--|--|---------------------|-------------|-----------------|-------------|---------------------|-------------|---------------------|---------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|---------------------|---------|---------------------|---------|-----------------|-------------|-------------------------|-------------|-------------------------|-------------|------|
| Месторождение Пустынное | 0001 | | | 0,03 4722 222 | 0,735 84 | 0,0347 22222 | 0,7358 4 | 0,034 72222 2 | 0,735 84 | 0,034 72222 2 | 0,73584 | 0,03472 2222 | 0,735 84 | 0,03472 2222 | 0,735 84 | 0,034 72222 2 | 0,73584 | 0,034 72222 2 | 0,73584 | 0,0347 22222 | 0,735 84 | 0,0347 22222 | 0,73 584 | 0,03 472 222 2 | 0,73 584 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 0002 | | | 0,03 4722 222 | 0,5 | 0,0347 22222 | 0,5 | 0,034 72222 2 | 0,5 | 0,034 72222 2 | 0,5 | 0,03472 2222 | 0,5 | 0,03472 2222 | 0,5 | 0,034 72222 2 | 0,5 | 0,0347 22222 | 0,5 | 0,0347 22222 | 0,5 | 0,03 472 222 2 | 0,5 | 2025 | | |
| Месторождение Пустынное | 0005 | | | 0,00 0062 5 | 0,05 | 0,0000 625 | 0,05 | 0,000 625 | 0,05 | 0,000 625 | 0,05 | 0,00006 25 | 0,05 | 0,00006 25 | 0,05 | 0,000 625 | 0,05 | 0,0000 625 | 0,05 | 0,0000 625 | 0,05 | 0,00 006 25 | 0,05 | 2025 | | |
| Месторождение Пустынное | 0006 | | | 0,03 8194 444 | 0,6 | 0,0381 94444 | 0,6 | 0,038 19444 4 | 0,6 | 0,038 19444 4 | 0,6 | 0,03819 4444 | 0,6 | 0,03819 4444 | 0,6 | 0,038 19444 4 | 0,6 | 0,0381 94444 | 0,6 | 0,0381 94444 | 0,6 | 0,03 819 444 4 | 0,6 | 2025 | | |
| Итого: | | | | 0,10 7701 388 | 1,885 84 | 0,1077 01388 | 1,8858 4 | 0,107 70138 8 | 1,885 84 | 0,107 70138 8 | 1,88584 | 0,10770 1388 | 1,885 84 | 0,10770 1388 | 1,885 84 | 0,107 70138 8 | 1,88584 | 0,107 70138 8 | 1,88584 | 0,1077 01388 | 1,885 84 | 0,1077 01388 | 1,88 584 | 0,10 770 138 8 | 1,88 584 | 2025 |

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|--|--|--|---------------------|-------------|-----------------|-------------|---------------------|-------------|---------------------|---------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|---------------------|---------|---------------------|---------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|-------------------------|-------------|------|
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,10 7701 388 | 1,885 84 | 0,1077 01388 | 1,8858 4 | 0,107 70138 8 | 1,885 84 | 0,107 70138 8 | 1,88584 | 0,10770 1388 | 1,885 84 | 0,10770 1388 | 1,885 84 | 0,107 70138 8 | 1,88584 | 0,107 70138 8 | 1,88584 | 0,1077 01388 | 1,885 84 | 0,1077 01388 | 1,885 84 | 0,1077 01388 | 1,88 584 | 0,10 770 138 8 | 1,88 584 | 2025 |
|----------------------------------|--|--|--|---------------------|-------------|-----------------|-------------|---------------------|-------------|---------------------|---------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|---------------------|---------|---------------------|---------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|-------------------------|-------------|------|

0330, Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Организованные источники

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|------|--|---------------------|-------------|-----------------|--------|---------------------|-------------|---------------------|---------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|---------------------|---------|---------------------|---------|-----------------|-------------|-----------------|-------------|-------------------------|-------------|------|
| Месторождение Пустынное | 0001 | | 0,08 3333 333 | 1,839 6 | 0,0833 33333 | 1,8396 | 0,083 33333 3 | 1,839 6 | 0,0833 33333 | 1,8396 | 0,08333 3333 | 1,839 6 | 0,08333 3333 | 1,839 6 | 0,083 33333 3 | 1,8396 | 0,083 33333 | 1,8396 | 0,0833 33333 | 1,839 6 | 0,0833 33333 | 1,83 96 | 0,08 333 333 3 | 1,83 96 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 0002 | | 0,08 3333 333 | 1,25 | 0,0833 33333 | 1,25 | 0,083 33333 3 | 1,25 | 0,0833 33333 | 1,25 | 0,08333 3333 | 1,25 | 0,08333 3333 | 1,25 | 0,083 33333 3 | 1,25 | 0,0833 33333 | 1,25 | 0,0833 33333 | 1,25 | 0,0833 33333 | 1,25 | 0,08 333 333 3 | 1,25 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 0004 | | 0,15 42 | 4,86 | 0,1542 | 4,86 | 0,154 2 | 4,86 | 0,154 2 | 4,86 | 0,1542 | 4,86 | 0,1542 | 4,86 | 0,154 2 | 4,86 | 0,1542 | 4,86 | 0,1542 | 4,86 | 0,1542 | 4,86 | 0,15 42 | 4,86 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 0005 | | 0,00 147 | 1,176 | 0,0014 7 | 1,176 | 0,001 47 | 1,176 | 0,001 47 | 1,176 | 0,00147 | 1,176 | 0,00147 | 1,176 | 0,001 47 | 1,176 | 0,0014 7 | 1,176 | 0,0014 7 | 1,176 | 0,0014 7 | 1,17 6 | 0,00 147 | 1,17 6 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 0006 | | 0,09 1666 667 | 1,5 | 0,0916 66667 | 1,5 | 0,091 66666 7 | 1,5 | 0,091 66666 7 | 1,5 | 0,09166 6667 | 1,5 | 0,09166 6667 | 1,5 | 0,091 66666 7 | 1,5 | 0,0916 66667 | 1,5 | 0,0916 66667 | 1,5 | 0,0916 66667 | 1,5 | 0,09 166 666 7 | 1,5 | 2025 |
| Итого: | | | 0,41 4003 333 | 10,62 56 | 0,4140 03333 | 10,625 | 0,414 00333 3 | 10,62 56 | 0,414 00333 3 | 10,6256 | 0,41400 3333 | 10,62 56 | 0,41400 3333 | 10,62 56 | 0,414 00333 3 | 10,6256 | 0,414 00333 3 | 10,6256 | 0,4140 03333 | 10,62 56 | 0,4140 03333 | 10,6 256 | 0,41 400 333 3 | 10,6 256 | 2025 |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | 0,41 4003 333 | 10,62 56 | 0,4140 03333 | 10,625 | 0,414 00333 3 | 10,62 56 | 0,414 00333 3 | 10,6256 | 0,41400 3333 | 10,62 56 | 0,41400 3333 | 10,62 56 | 0,414 00333 3 | 10,6256 | 0,414 00333 3 | 10,6256 | 0,4140 03333 | 10,62 56 | 0,4140 03333 | 10,6 256 | 0,41 400 333 3 | 10,6 256 | 2025 |

0333, Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Не организованные источники

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|--|---------------------|---------------|--------|---------------|--------------------|---------------|--------------------|----------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|--------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|-----------------|---------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6001 | | 0,00 0139 2 | 0,005 47 | 0,0001 | 0,0054 7 | 0,000 1392 | 0,005 47 | 0,000 1392 | 0,00547 | 0,00013 92 | 0,005 47 | 0,00013 92 | 0,005 47 | 0,000 1392 | 0,00547 | 0,0001 392 | 0,005 47 | 0,0001 392 | 0,005 47 | 0,0001 392 | 0,00 013 92 | 0,00 0547 | 0,00 013 92 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6002 | | 0,00 0006 67 | 0,000 2102 | 0,0000 | 0,0002 102 | 0,000 00667 | 0,000 2102 | 0,000 00667 | 0,000021 02 | 0,00000 667 | 0,000 2102 | 0,00000 667 | 0,000 2102 | 0,000 00667 | 0,000021 02 | 0,000 00667 | 0,000021 02 | 0,00000 667 | 0,000021 02 | 0,00000 667 | 0,00 021 02 | 0,00 000 667 | 0,00 021 02 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6003 | | 0,00 0003 336 | 0,000 1051 | 0,0000 | 0,0001 051 | 0,000 0333 6 | 0,000 1051 | 0,000 0333 6 | 0,000010 51 | 0,00000 3336 | 0,000 1051 | 0,00000 3336 | 0,000 1051 | 0,000 0333 6 | 0,000010 51 | 0,0000 0333 6 | 0,000010 51 | 0,0000 0333 6 | 0,00000 3336 | 0,0000 0105 1 | 0,00 000 333 6 | 0,00 000 105 1 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 6004 | | 0,00 0006 67 | 0,000 2102 | 0,0000 | 0,0002 102 | 0,000 00667 | 0,000 2102 | 0,000 00667 | 0,000021 02 | 0,00000 667 | 0,000 2102 | 0,00000 667 | 0,000 2102 | 0,000 00667 | 0,000021 02 | 0,000 00667 | 0,000021 02 | 0,00000 667 | 0,000021 02 | 0,00000 667 | 0,00 021 02 | 0,00 000 667 | 0,00 021 02 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6005 | | 0,00 0139 2 | 0,005 47 | 0,0001 | 0,0054 7 | 0,000 1392 | 0,005 47 | 0,000 1392 | 0,000547 | 0,00013 92 | 0,005 47 | 0,00013 92 | 0,005 47 | 0,000 1392 | 0,000547 | 0,0001 392 | 0,005 47 | 0,0001 392 | 0,005 47 | 0,0001 392 | 0,00 013 92 | 0,00 0547 | 0,00 013 92 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6006 | | 0,00 0139 2 | 0,005 47 | 0,0001 | 0,0054 7 | 0,000 1392 | 0,005 47 | 0,000 1392 | 0,00547 | 0,00013 92 | 0,005 47 | 0,00013 92 | 0,005 47 | 0,000 1392 | 0,000547 | 0,0001 392 | 0,005 47 | 0,0001 392 | 0,005 47 | 0,0001 392 | 0,00 013 92 | 0,00 0547 | 0,00 013 92 | 2025 |

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|------|--|--|---------------------|---------------------|-----------------|-----------------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------------|-----------------|---------------------|-----------------|---------------------|---------------------|-----------------|---------------------|---------------------|-----------------|---------------------|-----------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6025 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6026 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6027 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6028 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6029 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6030 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6031 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6032 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6033 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6034 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6035 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6036 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6037 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6038 | | | 0,01 043 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,3369 36 | 0,010 43 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,01043 | 0,336 936 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,010 43 | 0,33693 6 | 0,0104 3 | 0,336 936 | 0,0104 3 | 0,33 693 6 | 0,01 043 | 0,33 6936 | 2025 |
| Итого: | | | | 0,29 2532 259 | 9,452 90467 4 | 0,2925 32259 | 9,4529 04674 | 0,292 53225 9 | 9,452 90467 4 | 0,292 53225 9 | 9,45290 4674 | 0,29253 2259 | 9,452 90467 4 | 0,29253 2259 | 9,452 90467 4 | 0,292 53225 9 | 9,45290 4674 | 0,292 53225 9 | 9,45290 4674 | 0,2925 32259 | 9,452 90467 4 | 0,2925 32259 | 9,45 253 467 9 | 0,29 253 467 9 | 9,45 2904 674 | 2025 |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,29 2532 259 | 9,452 90467 4 | 0,2925 32259 | 9,4529 04674 | 0,292 53225 9 | 9,452 90467 4 | 0,292 53225 9 | 9,45290 4674 | 0,29253 2259 | 9,452 90467 4 | 0,29253 2259 | 9,452 90467 4 | 0,292 53225 9 | 9,45290 4674 | 0,2925 32259 | 9,452 90467 4 | 0,2925 32259 | 9,452 90467 4 | 0,2925 32259 | 9,45 253 467 9 | 0,29 253 467 9 | 9,45 2904 674 | 2025 |
| 0337, Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Организованные источники | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|------|--|--|---------------|-----------|--------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|--------------|-----------|--------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|--------------|------------|----------------|------------|----------------|-----------|------|
| Месторождение Пустынное | 0001 | | | 0,43 0555 556 | 9,565 92 | 0,4305 55556 | 9,5659 2 | 0,430 55555 6 | 9,565 92 | 0,430 55555 6 | 9,56592 | 0,43055 5556 | 9,565 92 | 0,43055 5556 | 9,56592 | 0,430 55555 6 | 9,56592 | 0,4305 55556 | 9,565 92 | 0,4305 55556 | 9,56 592 | 0,43 055 555 6 | 9,56 592 | 2025 | | |
| Месторождение Пустынное | 0002 | | | 0,43 0555 556 | 6,5 | 0,4305 55556 | 6,5 | 0,430 55555 6 | 6,5 | 0,430 55555 6 | 6,5 | 0,43055 5556 | 6,5 | 0,43055 5556 | 6,5 | 0,430 55555 6 | 6,5 | 0,430 55555 6 | 6,5 | 0,4305 55556 | 6,5 | 0,43 055 555 6 | 6,5 | 2025 | | |
| Месторождение Пустынное | 0003 | | | 0,10 42 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,1042 | 3,28 5 | 0,10 42 | 3,28 5 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 0004 | | | 0,10 42 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,1042 | 3,28 5 | 0,10 42 | 3,28 5 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 0005 | | | 0,00 3475 | 2,78 | 0,0034 75 | 2,78 | 0,003 475 | 2,78 | 0,003 475 | 2,78 | 0,00347 5 | 2,78 | 0,00347 5 | 2,78 | 0,003 475 | 2,78 | 0,0034 75 | 2,78 | 0,0034 75 | 2,78 | 0,0034 75 | 2,78 | 0,00 347 5 | 2,78 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 0006 | | | 0,47 3611 111 | 7,8 | 0,4736 11111 | 7,8 | 0,473 61111 1 | 7,8 | 0,473 61111 1 | 7,8 | 0,47361 1111 | 7,8 | 0,47361 1111 | 7,8 | 0,473 61111 1 | 7,8 | 0,473 61111 1 | 7,8 | 0,4736 11111 | 7,8 | 0,4736 11111 | 7,8 | 0,47 361 111 1 | 7,8 | 2025 |
| Итого: | | | | 1,54 6597 223 | 33,21 592 | 1,5465 97223 | 33,215 92 | 1,546 59722 3 | 33,21 592 | 1,546 59722 3 | 33,2159 2 | 1,54659 7223 | 33,21 592 | 1,54659 7223 | 33,21 592 | 1,546 59722 3 | 33,2159 2 | 1,546 59722 3 | 33,2159 2 | 1,5465 97223 | 33,21 592 | 1,5465 97223 | 33,2 159 2 | 1,54 659 722 3 | 33,2 1592 | 2025 |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 1,54 6597 223 | 33,21 592 | 1,5465 97223 | 33,215 92 | 1,546 59722 3 | 33,21 592 | 1,546 59722 3 | 33,2159 2 | 1,54659 7223 | 33,21 592 | 1,54659 7223 | 33,21 592 | 1,546 59722 3 | 33,2159 2 | 1,5465 97223 | 33,21 592 | 1,5465 97223 | 33,2 159 2 | 1,54 659 722 3 | 33,2 1592 | 2025 | | |

0402, Бутан (99)

Не организованные источники

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|------|--|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6008 | | | 0,00 0734 | 0,023 343 | 0,0007 34 | 0,0233 43 | 0,000 734 | 0,023 343 | 0,000 734 | 0,02334 3 | 0,00073 4 | 0,023 343 | 0,00073 4 | 0,023 343 | 0,000 734 | 0,02334 3 | 0,000 734 | 0,02334 3 | 0,0007 34 | 0,023 343 | 0,0007 34 | 0,02 334 3 | 0,00 073 4 | 2025 |
| Итого: | | | | 0,00 0734 | 0,023 343 | 0,0007 34 | 0,0233 43 | 0,000 734 | 0,023 343 | 0,000 734 | 0,02334 3 | 0,00073 4 | 0,023 343 | 0,00073 4 | 0,023 343 | 0,000 734 | 0,02334 3 | 0,000 734 | 0,02334 3 | 0,0007 34 | 0,023 343 | 0,0007 34 | 0,02 334 3 | 0,00 073 4 | 2025 |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,00 0734 | 0,023 343 | 0,0007 34 | 0,0233 43 | 0,000 734 | 0,023 343 | 0,000 734 | 0,02334 3 | 0,00073 4 | 0,023 343 | 0,00073 4 | 0,023 343 | 0,000 734 | 0,02334 3 | 0,000 734 | 0,02334 3 | 0,0007 34 | 0,023 343 | 0,0007 34 | 0,02 334 3 | 0,00 073 4 | 2025 |

0403, Гексан (135)

Не организованные источники

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|------|--|--|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6008 | | | 0,00 0245 | 0,007 7945 | 0,0002 45 | 0,0077 945 | 0,000 245 | 0,007 7945 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,00024 5 | 0,007 7945 | 0,00024 5 | 0,007 7945 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,0002 45 | 0,007 7945 | 0,0002 45 | 0,00 024 5 | 0,00 779 45 | 2025 |
| Итого: | | | | 0,00 0245 | 0,007 7945 | 0,0002 45 | 0,0077 945 | 0,000 245 | 0,007 7945 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,00024 5 | 0,007 7945 | 0,00024 5 | 0,007 7945 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,0002 45 | 0,007 7945 | 0,0002 45 | 0,00 024 5 | 0,00 779 45 | 2025 |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,00 0245 | 0,007 7945 | 0,0002 45 | 0,0077 945 | 0,000 245 | 0,007 7945 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,00024 5 | 0,007 7945 | 0,00024 5 | 0,007 7945 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,0002 45 | 0,007 7945 | 0,0002 45 | 0,00 024 5 | 0,00 779 45 | 2025 |

0405, Пентан (450)

Не организованные источники

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|--|--|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6008 | | | 0,00 0245 | 0,007 7945 | 0,0002 45 | 0,0077 945 | 0,000 245 | 0,007 7945 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,00024 5 | 0,007 7945 | 0,00024 5 | 0,007 7945 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,000 245 | 0,00779 45 | 0,0002 45 | 0,007 7945 | 0,0002 45 | 0,00 024 5 | 0,00 779 45 | 2025 |
|-------------------------|------|--|--|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-------------|------|

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспийан Энерджи Ресерч»

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|--|--|-------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|--------------|----------------|--------------|-------------------|-------------------|--------------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6027 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6028 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6029 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6030 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6031 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6032 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6033 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6034 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6035 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6036 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6037 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6038 | | | 0,01 03 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,3328 444 | 0,010 3 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,010 3 | 0,33284 44 | 0,0103 | 0,332 8444 | 0,0103 | 0,33 284 44 | 0,01 03 | 0,33 284 4 | 2025 |
| Итого: | | | | 0,28 8649 9 | 9,327 59275 | 0,2886 499 | 9,3275 | 0,288 6499 | 9,327 59275 | 0,288 6499 | 9,32759 275 | 0,28864 99 | 9,327 59275 | 0,28864 99 | 9,327 59275 | 0,288 6499 | 9,32759 275 | 0,288 6499 | 9,32759 275 | 0,2886 99 | 9,327 59275 | 0,2886 99 | 9,32 759 99 | 0,28 864 75 | 9,32 7592 75 | 2025 |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,28 8649 9 | 9,327 59275 | 0,2886 499 | 9,3275 | 0,288 6499 | 9,327 59275 | 0,288 6499 | 9,32759 275 | 0,28864 99 | 9,327 59275 | 0,28864 99 | 9,327 59275 | 0,288 6499 | 9,32759 275 | 0,288 6499 | 9,32759 275 | 0,2886 99 | 9,327 59275 | 0,2886 99 | 9,32 759 99 | 0,28 864 75 | 9,32 7592 75 | 2025 |

0410, Метан (727*)**Организованные источники**

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|--|--|------------|-------|--------|-------|------------|-------|------------|-------|--------|-------|--------|-------|------------|-------|------------|-------|--------|-------|--------|-----------|------------|-----------|--------|------|
| Месторождение Пустынное | 0003 | | | 0,10 42 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,1042 | 3,28 5 | 0,10 42 | 3,28 5 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0004 | | | 0,10 42 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,104 2 | 3,285 | 0,1042 | 3,285 | 0,1042 | 3,28 5 | 0,10 42 | 3,28 5 | 2025 | |
| Итого: | | | | 0,20 84 | 6,57 | 0,2084 | 6,57 | 0,208 4 | 6,57 | 0,208 4 | 6,57 | 0,2084 | 6,57 | 0,2084 | 6,57 | 0,208 4 | 6,57 | 0,208 4 | 6,57 | 0,2084 | 6,57 | 0,2084 | 6,57 | 0,2084 | 6,57 | 0,2084 | 2025 |

Не организованные источники**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

TOO «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспийан Энерджи Ресерч»

0412, Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Неорганизованные источники

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|--|--|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-------------------|-------------------|-------------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6007 | | | 0,00 0078 3 | 0,002 4931 | 0,0000 783 | 0,0024 931 | 0,000 0783 | 0,002 4931 | 0,000 0783 | 0,00249 31 | 0,00007 83 | 0,002 4931 | 0,00007 83 | 0,002 4931 | 0,000 0783 | 0,00249 31 | 0,000 0783 | 0,00249 31 | 0,0000 783 | 0,002 4931 | 0,0000 783 | 0,00 249 31 | 0,00 007 83 | 0,00 2493 1 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6008 | | | 0,00 0387 5 | 0,012 322 | 0,0003 875 | 0,0123 22 | 0,000 3875 | 0,012 322 | 0,000 3875 | 0,01232 2 | 0,00038 75 | 0,012 322 | 0,00038 75 | 0,012 322 | 0,000 3875 | 0,01232 2 | 0,000 3875 | 0,01232 2 | 0,0003 875 | 0,012 322 | 0,0003 875 | 0,01 232 2 | 0,00 038 75 | 0,01 2322 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6011 | | | 0,01 486 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,4803 08 | 0,014 86 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,0148 6 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,48 030 8 | 0,01 486 | 0,48 0308 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6012 | | | 0,01 486 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,4803 08 | 0,014 86 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,0148 6 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,48 030 8 | 0,01 486 | 0,48 0308 | 2025 |

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспийан Энерджи Ресерч»

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|--|--|-------------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|---------------|------------------|---------------|-------------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6031 | | | 0,01 486 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,4803 08 | 0,014 86 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,0148 6 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,48 030 8 | 0,01 486 | 0,48 0308 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6032 | | | 0,01 486 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,4803 08 | 0,014 86 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,0148 6 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,48 030 8 | 0,01 486 | 0,48 0308 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6033 | | | 0,01 486 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,4803 08 | 0,014 86 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,0148 6 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,48 030 8 | 0,01 486 | 0,48 0308 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6034 | | | 0,01 486 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,4803 08 | 0,014 86 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,0148 6 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,48 030 8 | 0,01 486 | 0,48 0308 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6035 | | | 0,01 486 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,4803 08 | 0,014 86 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,0148 6 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,48 030 8 | 0,01 486 | 0,48 0308 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6036 | | | 0,01 486 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,4803 08 | 0,014 86 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,0148 6 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,48 030 8 | 0,01 486 | 0,48 0308 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6037 | | | 0,01 486 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,4803 08 | 0,014 86 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,0148 6 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,48 030 8 | 0,01 486 | 0,48 0308 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6038 | | | 0,01 486 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,4803 08 | 0,014 86 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,01486 | 0,480 308 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,014 86 | 0,48030 8 | 0,0148 6 | 0,480 308 | 0,0148 6 | 0,48 030 8 | 0,01 486 | 0,48 0308 | 2025 |
| Итого: | | | | 0,41 6545 8 | 13,46 34391 | 0,4165 458 | 13,463 4391 | 0,416 5458 | 13,46 34391 | 0,416 5458 | 13,4634 391 | 0,41654 58 | 13,46 34391 | 0,41654 58 | 13,46 34391 | 0,416 5458 | 13,46 34391 | 0,416 5458 | 13,4634 391 | 0,416 5458 | 13,4634 391 | 0,416 5458 | 13,46 34391 | 0,4165 458 | 13,4 634 91 | 2025 |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,41 6545 8 | 13,46 34391 | 0,4165 458 | 13,463 4391 | 0,416 5458 | 13,46 34391 | 0,416 5458 | 13,4634 391 | 0,41654 58 | 13,46 34391 | 0,41654 58 | 13,46 34391 | 0,416 5458 | 13,46 34391 | 0,416 5458 | 13,4634 391 | 0,416 5458 | 13,4634 391 | 0,4165 458 | 13,46 34391 | 0,4165 458 | 13,4 634 91 | 2025 |

0415, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Неорганизованные источники

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспийан Энерджи Ресерч»

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспийан Энерджи Ресерч»

0416, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Неорганизованные источники

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|--|--|----------|-------|----------|-------|----------|-------|----------|-------|---------|-------|---------|-------|----------|-------|----------|-------|----------|-------|----------|--------|----------|--------|------|
| Месторождение Пустынное | 6006 | | | 0,06 22 | 2,444 | 0,0622 | 2,444 | 0,062 2 | 2,444 | 0,062 2 | 2,444 | 0,0622 | 2,444 | 0,062 2 | 2,444 | 0,062 2 | 2,444 | 0,0622 | 2,444 | 0,0622 | 2,444 | 0,062 4 | 2,44 4 | 0,06 22 | 2,44 4 | 2025 |
| Итого: | | | | 0,19 405 | 7,567 | 0,1940 5 | 7,567 | 0,194 05 | 7,567 | 0,194 05 | 7,567 | 0,19405 | 7,567 | 0,19405 | 7,567 | 0,194 05 | 7,567 | 0,1940 5 | 7,567 | 0,1940 5 | 7,567 | 0,1940 5 | 7,56 7 | 0,19 405 | 7,56 7 | 2025 |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,19 405 | 7,567 | 0,1940 5 | 7,567 | 0,194 05 | 7,567 | 0,194 05 | 7,567 | 0,19405 | 7,567 | 0,19405 | 7,567 | 0,194 05 | 7,567 | 0,1940 5 | 7,567 | 0,1940 5 | 7,567 | 0,1940 5 | 7,56 7 | 0,19 405 | 7,56 7 | 2025 |

0602, Бензол (64)**Не организованные источники**

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|--|--|--------------|-----------|-------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|-------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6001 | | | 0,00 0812 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,0319 000 | 0,031 9 | 0,000 812 | 0,0319 000 | 0,00081 2 | 0,031 9 | 0,00081 2 | 0,031 9 | 0,000 812 | 0,0319 000 | 0,0008 12 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,03 19 | 0,00 081 2 | 0,03 19 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6002 | | | 0,00 0038 9 | 0,001 226 | 0,0000 389 | 0,0012 000 | 0,000 26 | 0,000 0389 | 0,001 226 | 0,00003 89 | 0,00122 6 | 0,00003 89 | 0,001 226 | 0,000 0389 | 0,00122 6 | 0,000 0389 | 0,00122 6 | 0,000 0389 | 0,001 226 | 0,000 0389 | 0,001 226 | 0,000 0389 | 0,00 122 6 | 0,00 003 89 | 0,00 1226 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6003 | | | 0,00 0019 46 | 0,000 613 | 0,0000 1946 | 0,0006 000 | 0,000 13 | 0,000 01946 | 0,000 613 | 0,00001 946 | 0,00001 946 | 0,000 613 | 0,000 01946 | 0,00001 946 | 0,000 613 | 0,00001 946 | 0,000 613 | 0,00001 946 | 0,000 613 | 0,00001 946 | 0,000 613 | 0,00001 946 | 0,00 061 3 | 0,00 001 946 | 0,00 0613 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6004 | | | 0,00 0038 9 | 0,001 226 | 0,0000 389 | 0,0012 000 | 0,000 26 | 0,000 0389 | 0,001 226 | 0,00003 89 | 0,00122 6 | 0,00003 89 | 0,001 226 | 0,000 0389 | 0,00122 6 | 0,000 0389 | 0,00122 6 | 0,000 0389 | 0,001 226 | 0,000 0389 | 0,001 226 | 0,000 0389 | 0,00 122 6 | 0,00 003 89 | 0,00 1226 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6005 | | | 0,00 0812 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,0319 000 | 0,031 9 | 0,000 812 | 0,0319 000 | 0,00081 2 | 0,031 9 | 0,00081 2 | 0,031 9 | 0,000 812 | 0,0319 000 | 0,0008 12 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,03 19 | 0,00 081 2 | 0,03 19 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6006 | | | 0,00 0812 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,0319 000 | 0,031 9 | 0,000 812 | 0,0319 000 | 0,00081 2 | 0,031 9 | 0,00081 2 | 0,031 9 | 0,000 812 | 0,0319 000 | 0,0008 12 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,031 9 | 0,0008 12 | 0,03 19 | 0,00 081 2 | 0,03 19 | 2025 |
| Итого: | | | | 0,00 2533 26 | 0,098 765 | 0,0025 3326 | 0,0987 65 | 0,002 53326 | 0,098 765 | 0,002 53326 | 0,0987 65 | 0,00253 326 | 0,0987 65 | 0,00253 326 | 0,098 765 | 0,00253 326 | 0,098 765 | 0,00253 326 | 0,0987 65 | 0,00253 326 | 0,0987 65 | 0,00253 326 | 0,098 765 | 0,0025 3326 | 0,098 765 | 0,0025 3326 | 2025 |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,00 2533 26 | 0,098 765 | 0,0025 3326 | 0,0987 65 | 0,002 53326 | 0,098 765 | 0,002 53326 | 0,0987 65 | 0,00253 326 | 0,0987 65 | 0,00253 326 | 0,098 765 | 0,00253 326 | 0,0987 65 | 0,00253 326 | 0,0987 65 | 0,00253 326 | 0,0987 65 | 0,00253 326 | 0,098 765 | 0,0025 3326 | 0,098 765 | 0,0025 3326 | 2025 |

0616, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Не организованные источники**

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|--|--|--------------|------------|-------------|------------|------------|------------|------------|-------------|--------------|------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|---------------|-------------|------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6001 | | | 0,00 0255 | 0,010 03 | 0,0002 55 | 0,0100 3 | 0,000 255 | 0,010 03 | 0,000 255 | 0,01003 | 0,00025 5 | 0,010 03 | 0,00025 5 | 0,010 03 | 0,000 255 | 0,01003 | 0,000 255 | 0,01003 | 0,000 255 | 0,010 03 | 0,0002 55 | 0,010 03 | 0,0002 55 | 0,01 003 | 0,00 025 5 | 0,01 003 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 6002 | | | 0,00 0012 22 | 0,000 3854 | 0,0000 1222 | 0,0003 854 | 0,000 1222 | 0,000 3854 | 0,000 1222 | 0,000038 54 | 0,00001 222 | 0,000 3854 | 0,00001 222 | 0,000 3854 | 0,000 1222 | 0,000038 54 | 0,000 1222 | 0,000038 54 | 0,000 1222 | 0,000 1222 | 0,000 3854 | 0,000 1222 | 0,000 3854 | 0,00 038 54 | 0,00 01222 | 0,00 0385 4 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 6003 | | | 0,00 0006 12 | 0,000 1927 | 0,0000 0612 | 0,0001 927 | 0,000 0612 | 0,000 1927 | 0,000 0612 | 0,000019 27 | 0,000000 612 | 0,000 1927 | 0,000 0612 | 0,000019 27 | 0,000 0612 | 0,000 1927 | 0,000019 27 | 0,000019 27 | 0,000 0612 | 0,000019 27 | 0,000 0612 | 0,000019 27 | 0,000 0612 | 0,000 1927 | 0,00 01900 27 | 0,00 01927 | 0,00 01927 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6004 | | | 0,00 0012 22 | 0,000 3854 | 0,0000 1222 | 0,0003 854 | 0,000 1222 | 0,000 3854 | 0,000 1222 | 0,000038 54 | 0,00001 222 | 0,000 3854 | 0,00001 222 | 0,000 3854 | 0,000 1222 | 0,000038 54 | 0,000 1222 | 0,000038 54 | 0,000 1222 | 0,000 1222 | 0,000 3854 | 0,000 1222 | 0,000 3854 | 0,00 0385 4 | 0,00 01222 | 0,00 0385 4 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 6005 | | | 0,00 0255 | 0,010 03 | 0,0002 55 | 0,0100 3 | 0,000 255 | 0,010 03 | 0,000 255 | 0,01003 | 0,00025 5 | 0,010 03 | 0,00025 5 | 0,010 03 | 0,000 255 | 0,01003 | 0,000 255 | 0,01003 | 0,000 255 | 0,010 03 | 0,0002 55 | 0,010 03 | 0,0002 55 | 0,01 003 | 0,00 025 5 | 0,01 003 | 2025 | |

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|--|--|---------------|---------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6006 | | | 0,00 0255 | 0,010 03 | 0,0002 55 | 0,0100 3 | 0,000 255 | 0,010 03 | 0,000 255 | 0,01003 | 0,00025 5 | 0,010 03 | 0,00025 5 | 0,010 03 | 0,000 255 | 0,01003 | 0,000 255 | 0,01003 | 0,0002 55 | 0,010 03 | 0,0002 55 | 0,01 003 | 0,00 025 5 | 0,01 003 | 2025 | |
| Итого: | | | | 0,00 0795 56 | 0,031 0535 | 0,0007 9556 | 0,0310 535 | 0,000 79556 | 0,031 0535 | 0,000 79556 | 0,03105 35 | 0,00079 556 | 0,031 0535 | 0,00079 556 | 0,03105 35 | 0,000 79556 | 0,03105 35 | 0,000 79556 | 0,03105 35 | 0,0007 9556 | 0,031 0535 | 0,0007 9556 | 0,031 0535 | 0,00 079 556 | 0,03 1053 5 | 0,00 1053 5 | 2025 |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,00 0795 56 | 0,031 0535 | 0,0007 9556 | 0,0310 535 | 0,000 79556 | 0,031 0535 | 0,000 79556 | 0,03105 35 | 0,00079 556 | 0,031 0535 | 0,00079 556 | 0,03105 35 | 0,000 79556 | 0,03105 35 | 0,0007 9556 | 0,031 0535 | 0,0007 9556 | 0,031 0535 | 0,00 079 556 | 0,03 1053 5 | 0,00 1053 5 | 2025 | | |
| 0621, Метилбензол (349) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и ки | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Месторождение Пустынное | 6001 | | | 0,00 051 | 0,020 06 | 0,0005 1 | 0,0200 6 | 0,000 51 | 0,020 06 | 0,000 51 | 0,02006 | 0,00051 | 0,020 06 | 0,00051 | 0,020 06 | 0,000 51 | 0,02006 | 0,000 51 | 0,02006 | 0,0005 1 | 0,020 06 | 0,0005 1 | 0,02 006 | 0,00 051 | 0,02 006 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 6002 | | | 0,00 0024 44 | 0,000 771 | 0,0000 2444 | 0,0007 71 | 0,000 2444 | 0,000 771 | 0,000 2444 | 0,00077 1 | 0,00002 444 | 0,000 771 | 0,00002 444 | 0,000 771 | 0,000 2444 | 0,00077 1 | 0,000 2444 | 0,00077 1 | 0,000 2444 | 0,000 771 | 0,000 2444 | 0,00 077 1 | 0,00 022 444 | 0,00 0771 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 6003 | | | 0,00 0012 23 | 0,000 3854 | 0,0000 1223 | 0,0003 854 | 0,000 01223 | 0,000 3854 | 0,000 01223 | 0,00038 | 0,00001 54 | 0,000 223 | 0,00001 3854 | 0,000 223 | 0,000 01223 | 0,00038 | 0,000 01223 | 0,00038 | 0,000 01223 | 0,000 3854 | 0,000 1223 | 0,00 001 3854 | 0,00 001 223 | 0,00 0385 4 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 6004 | | | 0,00 0024 44 | 0,000 771 | 0,0000 2444 | 0,0007 71 | 0,000 2444 | 0,000 771 | 0,000 2444 | 0,00077 1 | 0,00002 444 | 0,000 771 | 0,00002 444 | 0,000 771 | 0,000 2444 | 0,00077 1 | 0,000 2444 | 0,00077 1 | 0,000 2444 | 0,000 771 | 0,000 2444 | 0,00 077 1 | 0,00 022 444 | 0,00 0771 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 6005 | | | 0,00 051 | 0,020 06 | 0,0005 1 | 0,0200 6 | 0,000 51 | 0,020 06 | 0,000 51 | 0,02006 | 0,00051 | 0,020 06 | 0,00051 | 0,020 06 | 0,000 51 | 0,02006 | 0,000 51 | 0,02006 | 0,0005 1 | 0,020 06 | 0,0005 1 | 0,02 006 | 0,00 051 | 0,02 006 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 6006 | | | 0,00 051 | 0,020 06 | 0,0005 1 | 0,0200 6 | 0,000 51 | 0,020 06 | 0,000 51 | 0,02006 | 0,00051 | 0,020 06 | 0,00051 | 0,020 06 | 0,000 51 | 0,02006 | 0,000 51 | 0,02006 | 0,0005 1 | 0,020 06 | 0,0005 1 | 0,02 006 | 0,00 051 | 0,02 006 | 2025 | |
| Итого: | | | | 0,00 1591 11 | 0,062 1074 | 0,0015 9111 | 0,0621 074 | 0,001 59111 | 0,062 1074 | 0,001 59111 | 0,06210 74 | 0,00159 111 | 0,062 1074 | 0,00159 111 | 0,06210 74 | 0,001 59111 | 0,06210 74 | 0,001 59111 | 0,06210 74 | 0,0015 9111 | 0,062 1074 | 0,0015 9111 | 0,062 1074 | 0,00 159 111 | 0,06 2107 4 | 2025 | |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,00 1591 11 | 0,062 1074 | 0,0015 9111 | 0,0621 074 | 0,001 59111 | 0,062 1074 | 0,001 59111 | 0,06210 74 | 0,00159 111 | 0,062 1074 | 0,00159 111 | 0,06210 74 | 0,001 59111 | 0,06210 74 | 0,0015 9111 | 0,062 1074 | 0,0015 9111 | 0,062 1074 | 0,00 159 111 | 0,06 2107 4 | 2025 | | | |
| 0703, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и ки | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Месторождение Пустынное | 0001 | | | 0,00 0000 833 | 0,000 02023 6 | 0,0000 00833 | 0,0000 20236 | 0,000 00833 3 | 0,000 02023 6 | 0,000 00833 3 | 0,000002 0236 | 0,00000 0833 | 0,000 02023 6 | 0,00000 0833 | 0,000 02023 6 | 0,00000 0833 | 0,000 02023 6 | 0,00000 0833 | 0,000 02023 6 | 0,00000 0833 | 0,000 02023 6 | 0,00000 0833 | 0,000 02023 6 | 0,000 02023 6 | 0,000 02023 6 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0002 | | | 0,00 0000 833 | 0,000 01375 | 0,0000 00833 | 0,0000 1375 | 0,000 00833 3 | 0,000 01375 | 0,000 00833 3 | 0,000001 375 | 0,000000 0833 | 0,000 01375 | 0,000000 0833 | 0,000 01375 | 0,000000 0833 | 0,000 01375 | 0,000000 0833 | 0,000 01375 | 0,000000 0833 | 0,000 01375 | 0,000000 0833 | 0,000 01375 | 0,000 01375 | 0,000 01375 | 2025 | |
| Месторождение Пустынное | 0006 | | | 0,00 0000 917 | 0,000 0165 | 0,0000 00917 | 0,0000 165 | 0,000 00917 7 | 0,000 0165 | 0,000 00917 7 | 0,000001 65 | 0,000000 0917 | 0,000 0165 | 0,000000 0917 | 0,000 0165 | 0,000000 0917 | 0,000 0165 | 0,000000 0917 | 0,000 0165 | 0,000000 0917 | 0,000 0165 | 0,000000 0917 | 0,000 0165 | 0,000000 0917 | 0,000 0165 | 0,000000 0917 | 2025 |
| Итого: | | | | 0,00 0002 583 | 0,000 05048 6 | 0,0000 02583 | 0,0000 50486 | 0,000 00258 3 | 0,000 05048 6 | 0,000 00258 3 | 0,000005 0486 | 0,000000 2583 | 0,000 05048 6 | 0,000000 2583 | 0,000 05048 6 | 0,000000 2583 | 0,000 05048 6 | 0,000000 2583 | 0,000 05048 6 | 0,000000 2583 | 0,000 05048 6 | 0,000000 2583 | 0,000 05048 6 | 0,000000 2583 | 0,000 05048 6 | 0,000000 2583 | 2025 |

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

TOO «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспийан Энерджи Ресерч»

1325, Формальдегид (Метаналь) (609)

Организованные источники

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------|--|--|---------------------|-------------|-----------------|-------------|---------------------|-------------|---------------------|---------|-----------------|-------------|-----------------|---------|---------------------|---------|---------------------|-------------|-----------------|-------------|-------------------------|-------------|-------------------------|------|------|
| Месторождение Пустынное | 0001 | | | 0,00 8333 333 | 0,183 96 | 0,0083 33333 | 0,1839 6 | 0,008 33333 3 | 0,183 96 | 0,008 33333 3 | 0,18396 | 0,00833 3333 | 0,183 96 | 0,00833 3333 | 0,18396 | 0,008 33333 3 | 0,18396 | 0,0083 33333 | 0,183 96 | 0,0083 33333 | 0,18 396 | 0,00 833 333 3 | 0,18 396 | 2025 | | |
| Месторождение Пустынное | 0002 | | | 0,00 8333 333 | 0,125 | 0,0083 33333 | 0,125 | 0,008 33333 3 | 0,125 | 0,008 33333 3 | 0,125 | 0,00833 3333 | 0,125 | 0,00833 3333 | 0,125 | 0,008 33333 3 | 0,125 | 0,0083 33333 | 0,125 | 0,0083 33333 | 0,12 5 | 0,00 833 333 3 | 0,12 5 | 2025 | | |
| Месторождение Пустынное | 0006 | | | 0,00 9166 667 | 0,15 | 0,0091 66667 | 0,15 | 0,009 16666 7 | 0,15 | 0,009 16666 7 | 0,15 | 0,00916 6667 | 0,15 | 0,00916 6667 | 0,15 | 0,009 16666 7 | 0,15 | 0,009 16666 7 | 0,15 | 0,0091 66667 | 0,15 | 0,0091 66667 | 0,15 | 0,00 916 666 7 | 0,15 | 2025 |
| Итого: | | | | 0,02 5833 333 | 0,458 96 | 0,0258 33333 | 0,4589 6 | 0,025 83333 3 | 0,458 96 | 0,025 83333 3 | 0,45896 | 0,02583 3333 | 0,458 96 | 0,02583 3333 | 0,45896 | 0,025 83333 3 | 0,45896 | 0,0258 33333 | 0,458 96 | 0,0258 33333 | 0,45 896 | 0,02 583 333 3 | 0,45 896 | 2025 | | |
| Всего по загрязняющему веществу: | | | | 0,02 5833 333 | 0,458 96 | 0,0258 33333 | 0,4589 6 | 0,025 83333 3 | 0,458 96 | 0,025 83333 3 | 0,45896 | 0,02583 3333 | 0,458 96 | 0,02583 3333 | 0,45896 | 0,025 83333 3 | 0,45896 | 0,0258 33333 | 0,458 96 | 0,0258 33333 | 0,45 896 | 0,02 583 333 3 | 0,45 896 | 2025 | | |

2754, Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П (10)

Организованные источники

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|--|--|---------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|-----------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|--------------|---------------------|--------------|-----------------|--------------|-----------------|------------------|-------------------------|--------------|------|
| Месторождение Пустынное | 0001 | | | 0,20 1388 889 | 4,415 04 | 0,2013 88889 | 4,4150 4 | 0,201 38888 9 | 4,415 04 | 0,201 38888 9 | 4,41504 | 0,20138 8889 | 4,415 04 | 0,20138 8889 | 4,415 04 | 0,201 38888 9 | 4,41504 | 0,201 38888 9 | 4,41504 | 0,2013 88889 | 4,415 04 | 0,2013 88889 | 4,41 504 | 0,20 138 888 9 | 4,41 504 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 0002 | | | 0,20 1388 889 | 3 | 0,2013 88889 | 3 | 0,201 38888 9 | 3 | 0,201 38888 9 | 3 | 0,20138 8889 | 3 | 0,20138 8889 | 3 | 0,201 38888 9 | 3 | 0,201 38888 9 | 3 | 0,2013 88889 | 3 | 0,2013 88889 | 3 | 0,20 138 888 9 | 3 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 0006 | | | 0,22 1527 778 | 3,6 | 0,2215 27778 | 3,6 | 0,221 52777 8 | 3,6 | 0,221 52777 8 | 3,6 | 0,22152 7778 | 3,6 | 0,22152 7778 | 3,6 | 0,221 52777 8 | 3,6 | 0,221 52777 8 | 3,6 | 0,2215 27778 | 3,6 | 0,2215 27778 | 3,6 | 0,22 152 777 8 | 3,6 | 2025 |
| Итого: | | | | 0,62 4305 556 | 11,01 504 | 0,6243 05556 | 11,015 04 | 0,624 30555 6 | 11,01 504 | 0,624 30555 6 | 11,0150 4 | 0,62430 5556 | 11,01 504 | 0,62430 5556 | 11,01 504 | 0,624 30555 6 | 11,0150 4 | 0,624 30555 6 | 11,0150 4 | 0,6243 05556 | 11,01 504 | 0,6243 05556 | 11,0 150 4 | 0,62 430 555 6 | 11,0 1504 | 2025 |

Неорганизованные источники

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|------|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------------|------------------|--------------|------|
| Месторождение Пустынное | 6009 | | 0,00 0935 | 0,005 27 | 0,0009 35 | 0,0052 7 | 0,000 935 | 0,005 27 | 0,000 935 | 0,00527 | 0,00093 5 | 0,005 27 | 0,00093 5 | 0,005 27 | 0,000 935 | 0,00527 | 0,000 935 | 0,00527 | 0,0009 35 | 0,005 27 | 0,0009 35 | 0,00 527 | 0,00 093 5 | 0,00 527 | 2025 |
| Месторождение Пустынное | 6010 | | 0,00 0163 | 0,000 055 | 0,0001 63 | 0,0000 55 | 0,000 163 | 0,000 055 | 0,000 163 | 0,00005 5 | 0,00016 3 | 0,000 055 | 0,00016 3 | 0,000 055 | 0,000 163 | 0,00005 5 | 0,000 163 | 0,00005 5 | 0,0001 63 | 0,000 055 | 0,0001 63 | 0,00 005 5 | 0,00 016 3 | 0,00 0055 | 2025 |
| Итого: | | | 0,00 1098 | 0,005 325 | 0,0010 98 | 0,0053 25 | 0,001 098 | 0,005 325 | 0,001 098 | 0,00532 5 | 0,00109 8 | 0,005 325 | 0,00109 8 | 0,005 325 | 0,001 098 | 0,00532 5 | 0,001 098 | 0,00532 5 | 0,0010 98 | 0,005 325 | 0,0010 98 | 0,00 532 5 | 0,00 109 8 | 0,00 5325 | 2025 |

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «PriorityOil&Gaz»

ТОО «Каспий Энерджи Ресерч»

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--|--|--------------------------|----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|------------------|-----------------|---------------------|-----------------|---------------------|---------------------|------------------|---------------------|-----------------|---------------------|---------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|------|
| Всего по загрязняющему веществу: | | | 0,62 5403 556 | 11,02 0365 | 0,6254 03556 | 11,020 365 | 0,625 40355 6 | 11,02 0365 | 0,625 40355 6 | 11,0203 65 | 0,62540 3556 | 11,02 0365 | 0,62540 3556 | 11,02 0365 | 0,625 40355 6 | 11,0203 65 | 0,625 40355 6 | 11,0203 65 | 0,6254 03556 | 11,02 0365 | 0,6254 03556 | 11,0 203 65 | 0,62 540 355 6 | 11,0 2036 5 | 2025 |
| Всего по объекту: | | | 15,3 807 492 05 | 336,6 4333 291 | 15,38 07492 1 | 398,29 58111 9 | 15,38 0749 21 | 443,3 0861 | 15,93 2639 89 | 448,168 61891 | 15,8307 4921 | 445,3 0861 89 | 15,3807 4921 | 403, 3086 189 | 15,38 0749 21 | 378,295 81119 | 15,38 0749 21 | 355,952 8129 | 15,38 07492 1 | 345,9 5281 29 | 15,38 07492 1 | 340 .58 285 22 | 15,3 807 492 1 | 443, 3086 189 | |
| Из них: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого по организованным источникам: | | | 5,21 425 481 6 | 23,38 7448 51 | 5,214 25481 6 | 85,039 92671 9 | 5,214 2548 9 | 110,0 5273 45 | 5,766 1448 15 | 108,912 73451 | 5,66425 482 | 112,0 5273 45 | 5,21425 4816 | 70,0 5273 45 | 5,214 2548 16 | 65,0399 26719 | 5,214 2548 16 | 42,6969 285 | 5,214 25481 6 | 32,69 6928 5 | 5,214 25481 6 | 30, 696 928 5 | 5,21 425 481 6 | 110, 0527 345 | |
| Итого по неорганизованным источникам: | | | 10,1 664 943 9 | 313,2 5588 44 | 10,16 64943 9 | 313,25 58844 | 10,16 6494 39 | 333,2 5588 44 | 10,16 6494 39 | 333,255 8844 | 10,1664 9439 | 333,2 5588 44 | 10,1664 9439 | 333, 2558 844 | 10,16 6494 39 | 313,255 8844 | 10,16 6494 39 | 313,255 8844 | 10,16 64943 9 | 313,2 5588 44 | 10,16 .88 592 37 | 309 664 943 9 | 10,1 2558 844 | | |

Передвижные источники загрязнения

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

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

Предварительный расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения

ИТОГОВЫЕ БРОСЫ ОТ СТОЯНКИ АВТОМОБИЛЕЙ

| Код | Примесь | Выброс/с | Выброс/год |
|------|--|------------|------------|
| 0301 | Азота(IV)диоксид(4) | 0.0020632 | 0.0013723 |
| 0304 | Азот(II)оксид(6) | 0.00033545 | 0.00022296 |
| 0328 | Углерод(593) | 0.00012944 | 0.00009174 |
| 0330 | Сердиоксид(526) | 0.00050534 | 0.00032928 |
| 0337 | Углеродоксид(594) | 0.031878 | 0.017569 |
| 2704 | Бензин(нефтяной, малосернистый)/впересчетенауглерод/(60) | 0.000878 | 0.000441 |
| 2732 | Керосин(660*) | 0.00328 | 0.001903 |

Максимальные разовые выбросы достигнуты в переходный период

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

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

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

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

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

- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок" Приложение 14 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.08 г. №100-п.;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2005;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004, Астана 2005г.;

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

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

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

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

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: диоксид азота, оксид углерода и углеводороды С12-С19.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Анализируя ориентировочные данные о количестве выбросов загрязняющих веществ в ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

атмосферу и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие на атмосферный воздух в период разведочных работ на участке будет следующим:

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

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

Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

Мониторинг состояния атмосферного воздуха - система наблюдений за состоянием загрязнения атмосферного воздуха. Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.

Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов необходимо контролировать параметры газовоздушной смеси (температуру, скорость, объем), которые, наряду с объемом выбросов, определяют концентрации загрязняющих веществ на источнике.

Частота проведения контроля – 1 раз в квартал.

Полученные значения выбросов вредных веществ по результатам замеров будут сопоставляться с нормативами, установленными для источников выбросов в утвержденном проекте НДВ. Контроль проводится аналитической лабораторией, аккредитованной в установленном порядке.

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

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках «Программы производственного экологического контроля...», охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

Воздействие на водные объекты

Источниками водоснабжения на месторождении Пустынное являются:

- техническая вода - по договору с подрядной организацией;
- для хозяйственно-бытовых нужд - по договору с подрядной организацией;
- питьевая – привозная, бутилированная вода по договору.

Использование воды с водных ресурсов не предусматривается.

На стадии проектируемых работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды.

Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным

правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйствственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министр здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ

Расчет водопотребления на период строительства 1 скважины

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

За всё время проведения работ на рассматриваемом объекте будет задействовано 80 ед. персонала. Из них: в период строительно-монтажных работ - 25 чел.

в период бурения и крепления - 40 чел.

в период испытания - 15 чел.

Расход воды на питьевые нужды в период СМР составит:

Qсут = 0,625 м³/сут

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

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, 25 чел;

tp - количество рабочих дней в году, 13 дн.

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

Qсут = 1 м³/сут

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

Расход воды на питьевые нужды в период испытания составит:

Qсут = 0,375 м³/сут

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

Итоговый расход воды на питьевые нужды составит:

Qср.сут. = 0,625+1+0,375 = 2 м³/сут

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

Расчет расхода воды на столовую

На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 25 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 25 чел. * 3 бл. = 75 блюд.

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

Время работы составит 162,3 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

Qсут = 4л * 75/1000 = 0,3 м³/сут

$$Q = 0,3 * 162,3 \text{ дн} = 48,69 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

Qсут = 12л * 75/1000 = 0,9 м³/сут

$$Q = 0,9 * 162,3 \text{ дн} = 146,07 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на бытовые помещения

Qсут = 4 м³/сут

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

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

n - количество душевых сеток, 4;

m - количество смен в сутки, 2;

tp - количество рабочих дней в году, 162,3

Расчет расхода воды на прачечную

Qсут = 0,231 м³/сут

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

где q - норма расхода воды на 1 кг сух. белья - 75 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п20.1)

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

tp - количество рабочих недель, 52.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

Qсут = 0,85 м³/сут

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

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

S - площадь грейдерных дорог, 1700м²;

n - количество поливов в год, 10.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

Qсут = 0,2525 м³/сут

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

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

S - площадь уборки, 505м²;

n - количество поливов в год, 246.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования

при норме расхода 1 м³/сут

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

tp - количество дней, 162,3.

Расчет буровых сточных вод

Vбсв = 0,25 * Vобр, (согласно, методике расчета ПМООС от 03.05.2012 №129)

где Vобр - объем отраб. бурового

раствора

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

Qсут = 14,7244 м³/сут

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении 1-ой скважины составят: 3560,04 м³/период: из них на хоз.бытовые нужды – 862 м³, столовая – 268,2 м³, прачечная – 292 м³, пепредвиденные расходы, 5% - 71,54 м³, технические нужны - 2066,3 м³/период

На период регламентной работы нефтепромыслового оборудования

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

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

Расход воды на питьевые нужды составит:

Qсут = 0,5 м³/сут

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

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, 20 чел;

tp - количество рабочих дней в году, 365 дн.

Расчет расхода воды на столовую

На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 20 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 20 чел. * 3 бл. = 60 блюд.

Кухни в столовой оснащены раковинами, моечными ваннами, рабочими столами. Время работы составит 365 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

Qсут = 4л * 60/1000 = 0,24 м³/сут

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

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

Qсут = 12л * 60/1000 = 0,72 м³/сут

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

Расчет расхода воды на бытовые помещения

Qсут = 4 м³/сут

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

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

n - количество душевых сеток, 4;

m - количество смен в сутки, 2;

Расчет расхода воды на прачечную

Qсут = 0,058 м³/сут

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

где q - норма расхода воды на 1 кг сух. белья - 75 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п20.1)
 m - масса сух. белья, 40 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);
 tp - количество рабочих недель, 52.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

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

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

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

S - площадь грейдерных дорог, 1700м²;

n - количество поливов в год, 121.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

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

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

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

S - площадь уборки, 505м²;

n - количество поливов в год, 243.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования при норме расхода 1 м³/сут

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

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

Баланс водопотребления и водоотведения в течении календарного года:

- водопотребление – 2778,11 м³/год и/или 7,63 м³/сут;
- водоотведение – 2374,65 м³/год или 6,20 м³/сут;
- безвозвратное потребление – 403,46 м³/год и/или 1,427 м³/сут

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

| № п/ п | Наименование одопотребителей (цех,участок) | Расход воды на единицу измерения, м ³ /сут | | | Годовой расход воды, тыс.м ³ /пер | | | Безвозвратное потребл. и потери воды | | Кол-во выпускаемых сточных вод на ед.изм., м ³ /сут | | | Кол-во выпускаемых сточных вод в год, тыс.м ³ /пер | | | | |
|------------------------------------|--|--|---------------------|---------------------------|--|---------------------|---------------------------|--|--|--|---------------------------|--------------|---|---------------------------|--------------|--------------|--------------------------|
| | | Оборот. повтор. использ .вода | Свежий изисточников | | Оборот. повтор. использ .вода | Свежий изисточников | | На ед.изме р м ³ /сут | Всего тыс. м ³ /го д | В том числе | | Всег о | В том числе | | Всег о | В том числе | |
| | | | всег о | произв .техн.н ужды | | всег о | произв .техн.н ужды | | | всег о | произв .техн.с токи | | всег о | произв .техн.с токи | | всег о | хоз.быт овыест оки |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| Водопотребление, привозная | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | Персонал | - | 0,500 | - | 0,500 | - | 0,183 | | 0,183 | 0,020 | 0,007 | 0,480 | - | 0,480 | 0,175 | - | 0,175 |
| 2 | Столовая | - | 0,960 | 0,720 | 0,240 | - | 0,350 | 0,263 | 0,088 | 0,192 | 0,070 | 0,768 | - | 0,768 | 0,280 | - | 0,280 |
| 3 | Бытовые помещения | - | 4,000 | 4,000 | - | - | 1,460 | 1,460 | - | 0,104 | 0,038 | 3,896 | - | 3,896 | 1,422 | - | 1,422 |
| 4 | Прачечная | - | 0,058 | 0,058 | - | - | 0,156 | 0,156 | - | - | - | 0,058 | - | 0,058 | 0,156 | - | 0,156 |
| 5 | Мытье полов | - | 0,253 | 0,253 | - | - | 0,061 | 0,061 | - | 0,051 | 0,012 | 0,202 | - | 0,202 | 0,049 | - | 0,049 |
| Итого Хозбытовые: | | | 5,770 | 5,030 | 0,740 | | 2,210 | 1,940 | 0,270 | 0,367 | 0,128 | 5,404 | | 5,404 | 2,083 | | 2,083 |
| Водоатехнического качества | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 6 | Противопожар. резервуар | - | 0,010 | 0,010 | - | - | 0,100 | 0,100 | - | 0,010 | 0,100 | - | - | - | - | - | - |
| 7 | Обмыв оборудования | - | 1,000 | 1,000 | - | - | 0,365 | 0,365 | - | 0,200 | 0,073 | 0,800 | 0,800 | - | 0,292 | 0,292 | - |
| 8 | Полив грейд.дорог | - | 0,850 | 0,850 | - | - | 0,103 | 0,103 | - | 0,850 | 0,103 | - | - | - | - | - | - |
| Итого Технические: | | | 1,860 | 1,860 | | | 0,568 | 0,568 | | 1,060 | 0,276 | 0,800 | 0,800 | | 0,292 | 0,292 | |
| Итого предприяти ю: | | | 7,630 | 6,890 | 0,740 | | 2,778 | 2,508 | 0,270 | 1,427 | 0,403 | 6,204 | 0,800 | 5,404 | 2,375 | 0,292 | 2,083 |

Водоотведение.**Водоотведение**

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса образуются следующие сточные воды:

- хозяйствственно-бытовые;
- производственные.

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

Производственные сточные воды. Производственные сточные воды, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники, собираются в дренажные емкости, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией.

Жидкие производственные и хозяйствовые сточные воды вывозятся специализированным организациям имеющие очистное сооружение и экологическое разрешение.

Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

Оценка влияния объекта на подземные воды

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.

- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении Пустынное присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его консервации по окончании разработки.

Мониторинговые наблюдения за качеством водных ресурсов на месторождении Пустынное необходимо проводить контроль 1 раз в год (3 квартал) в соответствии с «Программой производственного экологического контроля....».

При проведении мониторинговых работ выполнить следующие работы: замеры уровня залегания подземных вод и температуры воды, прокачка скважин и отбор проб подземных вод, проведение лабораторных исследований проб и камеральные работы.

В соответствии с Программой отбор проб выполняется для определения общего химического состава воды и наличия загрязняющих веществ, включая следующие ингредиенты: нефтепродукты.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта

Методика ведения мониторинговых исследований подземных вод на должна включать:

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

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

Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ, действие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные излучения и т.д.

Физические факторы – вредные действия шума, вибрации, ионизирующего и неионизирующего излучения, изменяющие температурные, энергетические, волновые, радиационные и другие свойства атмосферного воздуха, влияющие на здоровье человека и окружающую среду. Источник вредных физических воздействий – объект, при работе которого происходит передача в атмосферный воздух вредных физических факторов (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат, станок и т.д.).

В районе намечаемых работ природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет. Радиационная обстановка соответствует гигиеническим нормативам и санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

К основным источникам физических воздействий (шум, вибрация) в период проведения работ относятся ДВС техники и автотранспорт.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

К источникам шума, вибрации относятся: технологическое оборудование, вентиляторы, автотранспорт, электродвигатели. Источников теплового излучения на площадке нет.

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Загрязнение почвенного покрова отходами производства не ожидается, в виду того, что отходы будут строго складироваться в металлических контейнерах, с недопущением разброса мусора на территории участка.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов.

Проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды:

1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушенных и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек зрения, что должно быть обосновано в проектном документе для проведения операций по недропользованию;

2) по предотвращению техногенного опустынивания земель в результате проведения операций по недропользованию;

3) по предотвращению загрязнения недр, в том числе при использовании пространства недр;

4) по охране окружающей среды при приостановлении, прекращении операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений в случаях, предусмотренных [Кодексом](#) Республики Казахстан "О недрах и недропользовании"

5) по предотвращению ветровой эрозии почвы, отвалов вскрышных и вмещающих пород, отходов производства, их окисления и самовозгорания;

6) по изоляции поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения

7) по предотвращению истощения и загрязнения подземных вод, в том числе применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;

8) по очистке и повторному использованию буровых растворов;

9) по ликвидации остатков буровых и горюче-смазочных материалов экологически безопасным способом;

10) по очистке и повторному использованию нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутри пластового давления месторождений углеводородов.

При проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

- 1) конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;
- 2) при бурении и выполнении иных работ в рамках проведения операций по недропользованию с применением установок с дизель-генераторным и дизельным приводом выброс неочищенных выхлопных газов в атмосферный воздух от таких установок должен соответствовать их техническим характеристикам и экологическим требованиям;
- 3) при строительстве сооружений по недропользованию на плодородных землях и землях сельскохозяйственного назначения в процессе проведения подготовительных работ к монтажу оборудования снимается и отдельно хранится плодородный слой для последующей рекультивации территории;
- 4) для исключения перемещения (утечки) загрязняющих веществ в воды и почву должна предусматриваться инженерная система организованного накопления и хранения отходов производства с гидроизоляцией площадок;
- 5) в случаях строительства скважин на особо охраняемых природных территориях необходимо применять только безамбарную технологию;
- 6) при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов должны предусматриваться меры по уменьшению объемов размещения серы в открытом виде на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду;
- 7) при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;
- 8) при применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмulsionионных и других) должны быть приняты меры по предупреждению загазованности воздушной среды;
- 9) захоронение пирофорных отложений, шлама и керна в целях исключения возможности их возгорания или отравления людей должно производиться согласно проекту и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения и местными исполнительными органами;
- 10) ввод в эксплуатацию сооружений по недропользованию производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- 11) после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;
- 12) буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулирующими устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;
- 13) бурение поглощающих скважин допускается при наличии положительных заключений уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, выдаваемых после проведения специальных обследований в районе предполагаемого бурения этих скважин;
- 14) консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

Запрещаются:

- 1) допуск буровых растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды;
- 2) бурение поглощающих скважин для сброса промышленных, лечебных минеральных и теплоэнергетических сточных вод в случаях, когда эти скважины могут являться источником загрязнения водоносного горизонта, пригодного или используемого для хозяйственно-питьевого водоснабжения или в лечебных целях;
- 3) устройство поглощающих скважин и колодцев в зонах санитарной охраны источников водоснабжения;
- 4) сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные

вещества.

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной дигрессией. В целом техногенное воздействие при проведении разведочных работ на состояние почв проявляется в слабой степени и соответствует принятым в республике нормативам. В целом воздействие в процессе проведения разведочных работ на участке на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечается в период от 1 до 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на участке планируется проводить следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефте- продуктами и другими загрязнителями; неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения;
- заправка спецтехник будут осуществляться в действующих автозаправках.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

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

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

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхности не вызовет.

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

Воздействие на недра при реализации проекта можно предварительно оценить, как низкое.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении принятых проектом технических решений будет минимальным.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех разведки.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет

прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проникаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифенообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

- при газопроявлении герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

- Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Оценка воздействия на растительность

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтно стабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтно стабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеродный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25% повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

- Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

- Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопами газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

- Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

В целом воздействие при разработке месторождении на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;

- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечается в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от

нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения;

- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;
- ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;
- охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;
- использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;
- использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;
- в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;
- с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.).
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки.

Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной удаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнёзд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устраниению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Воздействие при разработке месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;

- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглушениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления поступилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами напредприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚРДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

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

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

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

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах временного накопления специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов неразрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

В процессе разработки месторождений образуются опасные и неопасные виды отходов.

Предварительный перечень отходов при строительстве скважины (на 1 скважину): 556,59 тонн (от 28 скв. 15584,52 тонн), в том числе:

Буровой шлам - 198,73 т/скв.,
 Отработанный буровой раствор- 285,88т/скв.,
 БСВ - 57,176 т/скв.,
 Промасленная ветошь - 0,027т/скв.,
 Отработанное масло- 5,49т/скв.,
 Использованная тара- 1,5т/скв.,
 ТБО -5,692т/скв.,
 Металлом 2,02т/скв.,
 Огарки использованных электродов - 0,075т/скв.

Ориентировочный объем образования отходов на период разработки месторождения общий 344,97306 т/год:

ТБО – 30,0 т/год,
 Отработанные ртутные лампы 0,003 т/год,
 Отработанные масла 7,4 т/год,
 Отработанные аккумуляторы 0,4 т/год,
 Отработанные масляные фильтры 0,04 т/год,
 Отработанные автошины 0,4 т/г,
 Металлом 10,5 т/год,
 Нефешлам 283,5 т/год,
 Бракованное электрооборудование 0,1 т/год,
 Промасленная ветошь 0,07506 т/г,
 Пищевые отходы 12,15 т/год,
 Отработанные батарейки 0,005 т/год,
 Антифриз (отработанный тосол) 0,4 т/г.

Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан.

В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей (перенос за пределы объекта двух тонн в год для опасных отходов или двух тысяч тонн в год для неопасных отходов).

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие исчерпания ресурса времени работы в процессе освещения бытовых, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя отработанные ртутьсодержащие лампы временно хранятся (накапливаются), упакованные в таре завода-изготовителя, в помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные масла образуются после истечения их срока годности (в процессе замены масла) при эксплуатации ДЭС, находящегося на балансе автотранспорта. По мере образования отработанные масла временно хранятся (накапливаются) в герметично закрытых металлических ёмкостях на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Промасленная ветошь образуется на предприятии в процессе использования текстиля при техническом обслуживании оборудования, автотранспорта. По мере образования промасленная ветошь временно хранится (накапливается) в герметично закрытом контейнере на площадках с бетонированным основанием. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать промасленную ветошь на утилизацию.

Пустая тара и использованная тара образуется при расходовании химических реагентов в

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

технологическом процессе производства, временно накапливается в герметичном контейнере. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать тару из- под химреагентов на утилизацию.

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

Огарки сварочных электродов образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно хранятся (накапливаются) в контейнере. По мере накопления на договорной основе огарки сварочных электродов передаются в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать металлом.

Твёрдо-бытовые отходы (ТБО) образуются в результате непроизводственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий. ТБО накапливаются в контейнере на площадке предприятия. По мере накопления ТБО вывозятся на полигон ТБО по договору.

Нефтешлам образуется при зачистке резервуаров, трубопроводов, технологических, дренажных емкостей. По мере образования временно хранится (накапливается) в металлических контейнерах на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передается для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию нефтешлама.

Отработанные аккумуляторы образуются после истечения срока годности при эксплуатации ДЭС (дизельная электростанция), находящегося на балансе автотранспорта. Отработанные аккумуляторы временно хранятся (накапливаются) в специально отведенном складском помещении на территории предприятия. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему соответствующую лицензию на утилизацию данного вида отходов.

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

Фильтры масляные устанавливаются в маслопроводе двигателей для очистки масла от технических примесей. Смена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные автошины образуются в процессе эксплуатации автотранспорта изношенные автошины и автомобильные камеры. Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Хранится в металлических контейнерах и передается в специализированное предприятие.

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

Отработанные батарейки образуются после истечения срока годности при эксплуатации. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему соответствующую лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Антифриз (отработанный тосол) образуются после использования (для охлаждения двигателей автомобилей в любое время года в рамках температур, указанных в марках). По мере образования временно хранятся (накапливаются) в герметично закрытых металлических ёмкостях на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передаются для утилизации на

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

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

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

Соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_{нх} K_1 = 341,751 * 1,2 = 116,9 \text{ м}^3 \text{ или } 198,73 \text{ т/1 скв.}$$

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

Отработанный буровой раствор

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

$$V_{обр} = K_1 x K_2 x V_{ц},$$

где:

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

K_2 -коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на выбросите 1,052

$V_{ц}$ -объем циркуляционной системы БУ

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

$$V_{обр.п} = 1,2 x 1,052 * 410,1016 + 0,5 x 120 = 226,888 \text{ или } 285,88 \text{ т/1 скв.}$$

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

$$V_{б.с.в.} = 0,25 x V_{о.бр.}$$

$$V_{б.с.в.} = 0,25 x 226,888 = 56,722 \text{ м}^3 \text{ или } 57,176 \text{ т/1 скв.}$$

Собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет 50 м³ (30+20 м³), с последующим вывозом согласно договора со специализированной организацией.

Промасленная ветоши

Согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г. Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

Где:

N -количество промасленной ветоши, т/год;

M_o -поступающее количество ветоши, 0,05 т/период;

M -норматив содержания ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_o$$

W -норматив содержания ветоши влаги, т/год. $W = 0,15 * M_o$

$$N = 0,01 + 0,0095 + 0,0075 = 0,027 \text{ тонн.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке

временного хранения.

Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п. По классификации отход относится к опасному виду отходов.

Количество и использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{от} = N * m, \text{т/скв}$$

где: m – масса мешка, 0,003 т.

N – количество мешков, 70 шт/пер.;

m – масса пластиковой канистры, 0,015 т.

N – количество пластиковой канистры, 70 шт/пер.;

$$M_{от} = (70 * 0,003) + (70 * 0,015) = 1,5 \text{ тонн/пер.}$$

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

Металлолом

Количество металлолома, образующегося в процессе строительства скважины, ориентировочно составит – 2,02 тонн. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

Предварительно собираются в специально отведенном месте, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Огарки сварочных электродов

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле

«Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * Q,$$

где:

N – количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$ – расход электродов, 5,0 т/год;

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

$$N = 5,0 * 0,015 = 0,075 \text{ тонн.}$$

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

Количество отработанного масла

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_m * (1 - 0,25), \text{т/скв.}$$

где: N – количество отработанного моторного масла, т;

N_m – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2. Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 7,32 * 0,75 = 5,49 \text{ тонн /период}$$

| <i>Код</i> | <i>Отход</i> | <i>Кол-во, тонн /период.</i> |
|------------|-----------------------------|------------------------------|
| 130208* | Отработанные моторные масла | 5,49 |

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствие с СанПиН от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020 «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления вывозятся по договору.

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах снегоблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

человека составит:

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

Запериод проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

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

Где:

n – ориентировочно количество человек, $n=15$

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

$$M = 0,986 \times 15 \times 365 = 5249,0 \text{ кг или } 5,692 \text{ тонн}$$

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Таблица 1.9.2-1. Общее количество образующихся отходов при бурении скважин

| Наименование отходов | Образование отходов (от 1-ой скважины) | Образование отходов (от 28-ми скважин) |
|--|---|---|
| Буровой шлам | 198,73 | 5564,44 |
| ОБР | 285,88 | 8004,64 |
| БСВ | 57,176 | 1600,928 |
| Отработанные масла | 5,49 | 153,72 |
| Промасленная ветошь | 0,027 | 0,756 |
| Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара) | 1,5 | 42 |
| Металломолом | 2,02 | 56,56 |
| Огарки сварочных электродов | 0,075 | 2,1 |
| ТБО | 5,692 | 159,376 |
| Итого: | 556,59 | 15584,52 |

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении скважин

| Наименование отходов | Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год | Лимит накопления, т/год | |
|----------------------------------|--|-------------------------|------------------|
| | | от 1-ой скважины | от 28-ми скважин |
| Всего | - | 556,59 | 15584,52 |
| в том числе: | | | |
| отходов производства | - | 550,898 | 15425,144 |
| отходов потребления | - | 5,692 | 159,376 |
| Опасные отходы | | | |
| Отработанное масло | - | 5,49 | 153,72 |
| Буровой шлам | | 198,73 | 5564,44 |
| ОБР | | 285,88 | 8004,64 |
| БСВ | | 57,176 | 1600,928 |
| Промасленная ветошь | - | 0,027 | 0,756 |
| Тара из-под химреагентов | - | 1,5 | 42 |
| Неопасные отходы | | | |
| ТБО | - | 5,692 | 159,376 |
| Металл | - | 2,02 | 56,56 |
| Огарки использованных электродов | - | 0,075 | 2,1 |

ПРИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Отработанные люминесцентные лампы образуются в следствие исчерпания ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N=n*T/T_p,$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год; n – количество работающих ламп(80 шт.);

T – время работы лампы в году (4380час);

Тр – нормативный срок службы лампы, час. (15000 час);

Средний вес одной лампы – 400 гр.

$N=80 * 4380 / 15000 = 23,36 \text{ шт/год.}$

Масса отработанных ламп составит **0,003 т/год.**

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

Промасленная ветошь

Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества ветоши (Mo), т/год), норматива содержания в ветоши масел (Mo) и влаги (W): , т/год,

где ,

Согласно исходных данных количество поступающего ветоши 0,06 тонн.

$M = 0,12 * Mo = 0,12 * 0,06 = 0,0072 \text{ т};$

$W = 0,15 * 0,06 = 0,00606 \text{ т};$

$N = 0,06 + 0,009 + 0,00606 = 0,07506 \text{ т/год}$

| <i>Код</i> | <i>Отход</i> | <i>Кол-во, т/период</i> |
|------------|---------------------|-------------------------|
| 150202* | Промасленная ветошь | 0,07506 |

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

Отработанные масла

В работе двигателей дизельных установок генераторов, используемых при эксплуатации, применяется циркуляционная принудительная система масло снабжения, которая обеспечивает смазку подшипников оборудования, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования. Для работы оборудования используется моторное масло. Частота замены масла по паспортным данным составляет каждые 500 мото / часов.

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

$$N_{M.M} = N_d * 0,25, \text{т},$$

где N_d – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

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

$N_d = Y_d * H_d * \rho, \text{т},$ где Y_d – расход дизельного топлива за год, 255 м³;

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

ρ – плотность моторного масла - 0,93 т/м³

Расчет объемов отработанного моторного масла

| Наименование топлива | Количество отоплива $Y_d \text{ м}^3/\text{период}$ | Норма расхода моторного масла, л/л топлива H_d | Плотность масла, т/м³ | Расход моторного масла $N_d \text{ т/период}$ | Отработанное масло $N_t \text{ т/период}$ |
|-----------------------------|---|--|---|---|---|
| Дизельное топливо | 255 | 0,032 | 0,93 | 15,6 | 7,4 |

Металлолом.

Образование металлолома ожидается в количестве 10,5 тонн /период

| <i>Код</i> | <i>Отход</i> | <i>Кол-во, тонн /период</i> |
|------------|--------------|-----------------------------|
| 160117 | Металлолом | 10,5 |

Предварительно собираются специально отведенном месте. Срок временного хранения – 30 суток.

Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления вывозятся по договору.

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка наодногочеловека составит:

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

Запериодпроведенияработпостроительствускважинобъемтвёрдыхбытовыхотходовсоставит:

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

Где:

n – ориентировочное количество человек, $n=83$

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

$$M = 0,986 \times 83 \times 365 = 30\,000 \text{ кг или } 30,0 \text{ тонн}$$

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 °C и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Отработанные автошины

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

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

| | |
|--------------|---------|
| Для легковых | 3,7 кг |
| Для грузовых | 19,1 кг |
| Дл автобусов | 17,3 кг |

Расчет образования изношенных шин.

| № | Тип | Вид топлива | Пробег, км | Уд.вес на 10 тыс. км пробега | Итого вес использ. Ветоши, т |
|---|----------|-------------|------------|------------------------------|------------------------------|
| 1 | Грузовой | Дизель | 530 | 19,1 | 0,3763 |
| 2 | Легковой | Бензин | 320 | 3,7 | 0,0237 |
| | | | | | 0,4 |

Данные по изнашиваемости шин даны для асфальтированных покрытий дорог. Для гравийных и грунтовых дорог принимается коэффициент 2, за счёт большей изнашиваемости автомобильных покрышек.

Отработанные аккумуляторные батареи

Расчет норматива образования произведен, согласно методических рекомендаций по разработке проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления (Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04. 2008г. № 100-п).

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов (n) для группы (i) автотранспорта, срока (τ) фактической эксплуатации (2 года для автотранспорта, 3 года для тепловозов, 15 лет для аккумуляторов подстанций), средней массы (m_i) аккумулятора и норматива зачета (α) при сдаче (80-100%): $N = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / \tau$, т/год.

Отработанные электролиты аккумуляторных батарей.

Норма образования определяется по формуле: $N = 10^{-3} \cdot \mathcal{E} \cdot n / \tau$, м³ / год,

где \mathcal{E} - количество электролита в аккумуляторе, л;

n - число аккумуляторов;

τ - средний срок службы аккумулятора, год.

Плотность раствора электролита – 1,26 т/м³ (водный раствор серной кислоты в соотношении 3:1)

Следовательно, норма образования отхода по массе составляет:

$$N = 1,26 \cdot 10^{-3} \cdot \mathcal{E} \cdot n / \tau, \text{ т/год.}$$

$$N = 1,26 \times 0,001 \times 10 \times 5/2 = 0,4 \text{ т/год}$$

Итого – 0,4 т/год

Нефтешлам при зачистке резервуаров

Количество нефтешлама (M), налипшего на стенках резервуара определяется по формуле $M_1 = K * S$

где S - поверхность налипания, м²;

K - коэффициент налипания, кг/м² K=1.149*v^{0.233},

Где v - кинематическая вязкость, сСт, принимается 40,0. Для горизонтальных цилиндрических резервуаров S = 2 · π · R · H (R - радиус резервуара, м; H - высота смоченной поверхности стенки, м). Количество нефтешлама на днище резервуара определяется по формуле:

$M_2 = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot p \cdot 0.68$ (H - высота слоя осадка, 0,68 - концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях).

$$M = M_1 + M_2$$

Количество резервуаров требующих зачистки - 6 ед;

Радиус – 1,38 м, высота стенки – 5 м, средняя высота донных отложений – 0,2 м, плотность 1,7 кг/м³.

Расчет поверхности налипания: S = 2 * 3.14 * 1,38 * 1 = 8,66 м²

Общее количество нефтешлама от зачистки резервуаров составляет:

$$M = 9,9 + 1,38 = 283,5 \text{ т/год}$$

Отработанные масляные фильтры

Отработанные масляные фильтры

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отработанных масляных фильтров, количество отходов принимается согласно исходных данных предприятия и составляет 0,04 т/год.

Бракованное электрооборудование

Бракованное электрооборудование образуется в количестве 0,1 тонн в год.

Пищевые отходы

На территориях объектов предприятия имеются столовые. В процессе работы столовой образуются пищевые отходы. Данные по численности людей и количество приготовляемых блюд взяты, по предоставленным сведениям, Компании.

Норма образования отходов (N) рассчитывается, исходя из среднесуточной нормы накопления на 1 блюдо – 0,0001 м³, числа рабочих дней в году (n), 365 дней в году, числа блюд на одного человека (m), 3 блюда и числа работающих (z), 113 человек:

$$N = 0,0001 * 365 * 3 * 113 = 48,6 \text{ м}^3/\text{год},$$

Плотность отходов – 0,25 тн/м³, тогда

Объем образования пищевых отходов составит 12,15 тонн/год

Отработанные батарейки

Отработанные батарейки образуются в объеме - 0,005 тонн в год.

Антифриз (отработанный тосол)

Антифриз (отработанный тосол) образуется в объеме - 0,4 тонн в год.

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации на 2025-2034 годы

| Наименование отходов | Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год | Лимит накопления, тонн/год |
|----------------------------------|---|----------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Всего | - | 344,97306 |
| в том числе отходов производства | - | 302,82306 |
| отходов потребления | - | 42,15 |

Опасные отходы

| | | |
|-------------------------------|---|---------|
| Отработанные масла | - | 7,4 |
| Промасленная ветошь | - | 0,07506 |
| Отработанные батарейки | | 0,005 |
| Антифриз (отработанный тосол) | - | 0,4 |
| Нефтешлам | | 283,5 |
| Отработанные ртутные лампы | | 0,003 |
| Отработанные аккумуляторы | | 0,4 |

| | | |
|---------------------------------|---|-------|
| Отработанные масляные фильтры | | 0,04 |
| Отработанные автошины | | 0,4 |
| Отработанные автошины | | |
| Металлом | - | 10,5 |
| Коммунальные отходы | - | 30,0 |
| Пищевые отходы | | 12,15 |
| Бракованное электрооборудование | | 0,1 |
| Зеркальные | | |
| перечень отходов | - | - |

Таблица 1.9.2-1—Сведения об утилизации отходов

| Наименование отхода | Код отхода | Методы утилизации |
|------------------------------------|------------|--|
| Нефтешлам | 050103* | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Тара из-под химреагентов | 150110* | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Буровой шлам | 010505* | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Буровой раствор | 010505* | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Промасленная ветошь | 150202* | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Отработанные ртутьсодержащие лампы | 200121* | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Отработанные масла | 130208* | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Отработанные масляные фильтра | 160107* | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Тара из-под нефти и масла | 150110* | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным |

| | | |
|-----------------------------|---------|--|
| | | организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Отработанные аккумуляторы | 160601* | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Твёрдо-бытовые отходы (ТБО) | 200301 | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Металлом | 170407 | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |
| Огарки сварочных электродов | 120113 | Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом |

Таблица 1.9.2-2. Сведения о классификации отходов

| № | Наименование отхода | Количество отхода на 2025 год, т/год | Качественные характеристики отхода |
|----|--|--------------------------------------|---|
| | Отходы основного и вспомогательного производства: | 244,97306 | |
| 1 | Твердо-бытовые отходы (ТБО) | 30,0 | Картон, бумага, пластик, ткань, бутылочное стекло, жесть, песок, грунт. Пищевые остатки (белки, жиры, углеводы) |
| 2 | Отработанные ртутные лампы | 0,003 | ртуть - 0,03%, стекло - 96,1%, люминофор -0,3%, прочие -3,57% |
| 3 | Отработанные масла | 0,4 | масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6% |
| 4 | Отработанные аккумуляторы | 0,4 | Свинец 31%, кислота серная 5%, полимерные материалы |
| 5 | Отработанные масляные фильтры | 0,04 | 14% масло, 46% - картон, вода, мехпримеси. |
| 6 | Отработанные автошины | 0,4 | Синтетический каучук-96%, сталь углеродистая-4%) |
| 7 | Металлом | 1,0 | Металл |
| 8 | Нефешлам | 199,872 | Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульги-рованном состоянии, вода. |
| 9 | Бракованное электрооборудование | 0,1 | Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульги-рованном состоянии, вода. |
| 10 | Промасленная ветошь | 0,07506 | ткань (ткань - 73%, масло 12%, влага - 15%) |
| 11 | Пищевые отходы | 12,15 | Пищевые остатки (белки, жиры, углеводы) |
| 12 | Отработанные батарейки | 0,005 | Алюминий, щелочь |
| 13 | Антифриз (отработанный тосол) | 0,4 | Этиленгликоль-96%, вода-3%, Декстрики-1% |
| 14 | Использованная тара ЛКМ | 0,128 | Уайт-спирит-3%, Железо-95%, триоксид железа-2% |

1.9.3. Процедура управления отходами

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

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

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

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

Все отходы, образуемые на предприятии, передаются по мере накопления сторонним организациям по договорам в срок не более 6 –ти месяцев с момента их образования.

Размещение отходов на предприятии исключено.

Обращение с отходами (временное хранение, транспортировка) осуществляется в соответствии с утвержденными санитарными правил определяющих санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления на производственных объектах, твердых бытовых и медицинских отходов, разработанных в соответствии с пунктом 6 статьи 144 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения», Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 186.

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

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

1.9.4. Программа управления отходами

Управление отходами-это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработка оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработан «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель Программы–заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире лучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели

Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

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

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

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

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на месторождении;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов. Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на участке в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

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

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм. Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

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

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.

- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

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

1.9.5. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии.

Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды.

Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарноэпидемиологического благополучия населения, принятых в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль над их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием. Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с

Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- II класс опасности – отходы высокоопасные;
- III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- IV класс опасности – отходы малоопасные;
- V класс опасности – отходы неопасные.

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

Применяется следующая методика разделения отходов:

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

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

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории

предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

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

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

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

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

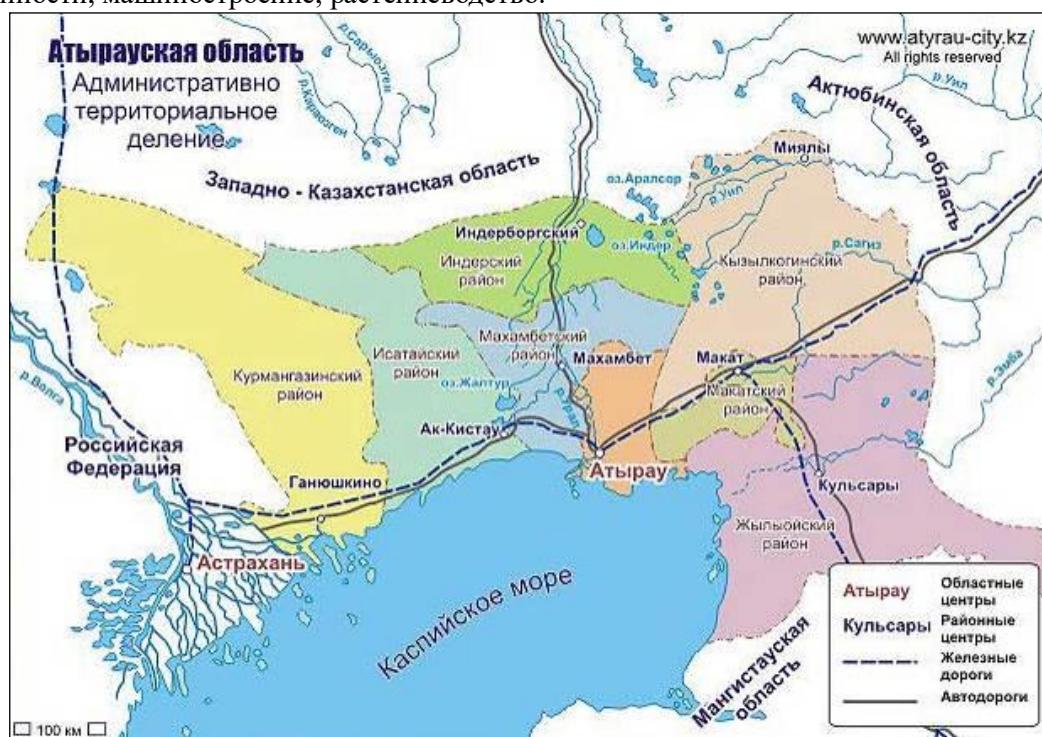
2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ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

2.1. Социально-экономические условия

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения.

Область расположена на Прикаспийской низменности, к северу и востоку от Каспийского моря между низовьями Волги на северо-западе и плато Устюрт на юго-востоке. Территория Атырауской области составляет 113 500 км². Область представлена 2 городами, 11 поселками и 184 селами, управляемых 68 представительствами сельской администрации. Административная карта Атырауской области представлена на рисунке 10.1.1.

Город Атырау – областной центр. В городе развиты нефтегазоперерабатывающая, рыбная промышленность, машиностроение, растениеводство.



Область подразделена на 7 районов.

Жылгынский район. Районный центр – поселок Кульсары (75,420 тыс. чел.). Основные виды деятельности – нефтяная и газовая промышленности.

Индерский район. Центр горно-химической промышленности региона, развито животноводство. Районный центр – поселок Индербorskий (31,661 тыс. чел.).

Исатайский район. Районный центр – поселок Акистау (25,898 тыс. чел.). Основной вид деятельности – животноводство.

Кзылкогинский район. Районный центр – село Миялы (31,260 тыс. чел.). Основная отрасль – животноводство.

Курмангазинский район. Районный центр – село Ганюшкино (57,144 тыс. чел.). Развиты рыбная промышленность и животноводство.

Макатский район. Районный центр – поселок Макат (30,137 тыс. чел.). Преобладает нефтяная промышленность.

Махамбетский район. Районный центр – село Махамбет (31,978 тыс. чел.). Основные виды деятельности – растениеводство и скотоводство.

Приоритетными направлениями развития экономики Атырауской области являются топливно-энергетическая, производство стройматериалов, обрабатывающая, агропромышленная и рыбная отрасли.

Природно-ресурсный потенциал. Атырауская область, богатая природными ресурсами, является одним из ведущих регионов Казахстана с интенсивно развивающейся нефтегазовой промышленностью.

На территории области выявлены крупнейшие месторождения нефтегазового и газоконденсатного сырья, разработанные на территории 4-х районов. Государственным балансом запасов РК по Атырауской области учтено 87 месторождений углеводородного сырья, в том числе нефтяных – 66, нефтегазовых и газоконденсатных – 21.

Крупными инвесторами в нефтегазовом секторе области являются ТОО «Тенгизшевройл» реализующее проекты по разработке Тенгизского и Королевского месторождений и компания Аджип ККО, ведущая разработку шельфа Каспия.

Область также располагает уникальными месторождениями различных минералов и строительных материалов. Основу минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых составляют месторождения боратовых руд в Индерском районе.

2.2. Социально – экономическое развитие Атырауской области

Уровень жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2023 г. составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2022г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 11,7%.

Рынок труда и оплата труда

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец марта 2023г. составила 7764 человека или 2,4% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-декабре 2022г. составила 296191 тенге. По сравнению с январем-декабрем 2022г. она увеличилась на 12,8%. Индекс реальной заработной платы составил 106,8%.

Цены

Индекс потребительских цен в марте 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. составил 101,6%. Цены на продовольственные товары увеличились на 3,3%, непродовольственные товары - на 1,4%, платные услуги снизились – на 0,2%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в марте 2022г. по сравнению с декабрем 2023г. уменьшились на 1,4%.

Национальная экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2022г. составил в текущих ценах 4911,6 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 59,7%, услуг – 30,8%.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-марте 2023г. составил 1006,8 млрд. тенге, что на 10,3% больше, чем в январе-марте 2023г.

Торговля

По отрасли «Торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов)» индекс физического объема в январе-марте 2022г. составил 151,2%.

Объем розничной торговли за январь-март 2022г. составил 69327,1 млн. тенге или на 0,6% выше уровня соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-март 2022г. составил 601095,4 млн. тенге или в 1,6 раза больше уровня соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики. Объем промышленного производства в январе-марте 2022г. составил 1983210 млн. тенге в действующих ценах, что на 8,5% больше, чем в январе-марте 2021г. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 9,2%, в обрабатывающей промышленности - на 6,7%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушном кондиционировании - на 5,8%, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов - в 2,1 раза. Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-марте 2022г. составил 8557,1 млн. тенге, что больше на 1,1% чем в январе-

марте 2021г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-марте 2022г. составил 112,5%.

Объем грузооборота в январе-марте 2022г. составил 14094,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и вырос на 5,8% по сравнению соответствующим периодом 2021г. Объем пассажирооборота составил 326,2 млн. пкм и вырос на 5,9%.

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

Атырауская область находится в западной части РК, граничит на севере с Западно Казахстанской областью, на востоке с Актюбинской, на юго-востоке с Мангистауской, на западе с Астраханской областью России, на юге и юго-востоке омывается водами Каспийского моря. Она находится, в основном, в пределах обширной Прикаспийской низменности.

Кульсары - административный центр Жылдызского района Атырауской области. Город расположен в 11 км от реки Эмба и в 220 км к востоку от областного центра - города Атырау. В Кульсары ведётся добыча нефти: в 40 км на запад от города расположено Айранкольское нефтяное месторождение. В Кульсары переселили жителей посёлка Сарыкамыс, согласно постановлению Правительства Республики Казахстан из-за резкого ухудшения экологической ситуации в результате аварий и плановых выбросов завода «Тенгизшевройл» на месторождении «Тенгиз».

Аккизтогай [1] или Аккизтогай (каз. Аққизтогай) — село в Жылдызском районе Атырауской области Казахстана. Административный центр Аккизтогайского сельского округа. Находится на левом берегу реки Эмбы, примерно в 28 км к северо-востоку от города Кульсары, административного центра района, на высоте 4 метров над уровнем моря.

Численность и миграция населения. Численность населения области на 1 февраля 2023г. составила 694,1 тыс. человек, в том числе городского – 382,9 тыс. человек (55,2%), сельского – 311,2 тыс. человек (44,8%). Численность населения по сравнению с 1 февралем 2022 года увеличилась на 1,8%. В январе 2023г. по сравнению с январем 2022г. число прибывших в Атыраускую область увеличилось на 21,7%, выбывших из области на 17,1%. Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 98,6% и 61,1% соответственно. По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 117 человек.

Статистика промышленного производства. В январе-марте 2023г. промышленной продукции произведено на 2769939 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 2553754 и 174200 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 30150 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 11835 млн. тенге.

2.4. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 3230,68 (в соответствующем периоде 2021г. – 1718,32) случаев на 100 тыс. населения, острые кишечные инфекции – 132,66 (102,52), туберкулез органов дыхания – 34,02 (30,92), вирусные гепатиты – 1,32 (0,45), сифилис – 11,96 (15,24) и педикулез – 1,10 (0,22).

Для информации: за анализируемый период текущего года подтверждено 10763 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 226 случаев, когда вирус неидентифицирован (COVID-2019).

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики опасных

инфекций;

- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания(недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией средигрызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба почрезвычайным ситуациям;

- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;

- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

**3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ
ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

Любой относительно крупный проект, предлагаемый к реализации в энергетическом секторе экономики, нуждается в тщательной предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов, то есть компаний (компаний), заинтересованных в участии в проекте и рассчитывающих на прибыльное вложение своих денег в проект.

При этом проанализированы следующие параметры: дополнительный объем добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Экономическая оценка проведена в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» и общепринятой мировой практикой.

Анализ финансовой рентабельности отчета основывается на моделировании потоков реальных денег, складывающихся в течение всего срока его реализации.

Система рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, включает в себя:

- Денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами;
- Чистая приведенная стоимость – величина, полученная дисконтированием (при ставке дисконта 10%) разницы между всеми годовыми расходами и приходами реальных денег за период реализации отчета, накапливаемыми в течение рентабельности варианта;
- Срок окупаемости – число периодов планирования, в течение которых совокупные прогнозируемые потоки денежных средств покрывают первоначальные инвестиции.

Экономический анализ позволяет оценить возможные финансовые и экономические последствия реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов, определить наиболее выгодный вариант для недропользователя и для государства.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Сравнение технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождения Пустынное производится по рентабельному периоду.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 29 лет, 2 варианта 26 лет, 3 вариантов 27 лет и 4 варианта 21 год.

Вариант 1-предусматривает бурение 63 вертикальных скважин и 1 нагнетательной скважины.

Капитальные вложения запланированы на сумму 39,0млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 959,3 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,288 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту ниже, чем по 2, 3 и 4 вариантам.

Вариант 2 предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 23 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 24 добывающих и 1 нагнетательная скважины. Для внедрения данного варианта потребуется 18,0 млрд. тенге капитальных вложений. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 993,5 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,298 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту ниже, чем по 3 варианту.

3 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 18 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 19 добывающих и 1 нагнетательная скважины.

Для внедрения данного варианта потребуется 12,4 млрд. тенге инвестиций. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 990,3 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,297 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту имеют максимальные значения, однако этот вариант не может быть предложен к внедрению, так как утвержденный КИН не достигается.

4 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 26 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 27 добывающих и 1 нагнетательная скважина.

Капитальные вложения для реализации данного варианта составляют 16,4 млрд.тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 999,0 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти достигается и равен 0,300 д.ед.

Учитывая рентабельность варианта разработки, а также проведение мероприятий, способствующих наиболее полному извлечению извлекаемых запасов нефти и обеспечивающих достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти, к рекомендации предлагаем 4 вариант разработки.

Таблица 3-1 – Технико-экономические показатели по вариантам

| № | Наименование показателей | Вариант 1 | | Вариант 2 | | Вариант 3 | | Вариант 4 |
|----|---|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|------------|
| | | Расчетный | Прибыльный | Расчетный | Прибыльный | Расчетный | Прибыльный | Прибыльный |
| 1 | Период расчета, годы | 2024-2085 | 2024-2053 | 2024-2055 | 2024-2050 | 2024-2061 | 2024-2051 | 2024-2045 |
| 2 | Ввод добывающих вертикальных скважин из бурения, шт. | 63 | 63 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3 | Ввод добывающих горизонтальных скважин из бурения, шт. | 0 | 0 | 23 | 23 | 18 | 18 | 26 |
| 4 | Ввод нагнетательных скважин из бурения, шт | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | Фонд добывающих скважин, шт | 63 | 63 | 22 | 22 | 19 | 19 | 28 |
| 6 | Фонд нагнетательных скважин, шт | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 7 | Суммарная добыча нефти, тыс.т | 999 | 959,3 | 999,3 | 993,5 | 999 | 990,3 | 999 |
| 8 | Суммарная добыча жидкости, тыс.т | 2536,2 | 2032,5 | 2485,4 | 2403,0 | 2271,9 | 2239,5 | 2957,5 |
| 9 | Суммарная закачка воды, тыс.м ³ | 1517,8 | 1053,8 | 1458,2 | 1381,6 | 1238,9 | 1215,3 | 1917,9 |
| 10 | Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т | 999,0 | 959,3 | 999,3 | 993,5 | 999,0 | 990,3 | 999,0 |
| 11 | Коэффициент извлечения нефти, д.ед | 0,300 | 0,288 | 0,300 | 0,298 | 0,300 | 0,297 | 0,300 |
| 12 | Реализация нефти, тыс.т | 997,0 | 957,4 | 997,3 | 991,5 | 997,0 | 988,3 | 997,0 |
| 13 | Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге | 523,5 | 375,0 | 358,4 | 349,7 | 362,1 | 345,2 | 293,6 |
| 14 | Эксплуатационные затраты, млрд.тенге | 729,8 | 172,0 | 106,1 | 95,5 | 113,0 | 86,5 | 80,9 |
| 15 | Общие затраты, млрд. тенге | 874,9 | 275,3 | 205,4 | 192,4 | 212,8 | 182,2 | 162,3 |
| 16 | Капитальные вложения, млрд.тенге | 42,5 | 39,0 | 18,0 | 18,0 | 14,4 | 12,4 | 16,4 |
| 17 | Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге | 349,5 | 159,0 | 161,8 | 158,9 | 166,8 | 160,8 | 133,7 |
| 18 | Производственная себестоимость 1 тонны нефти, тыс.тенге/т | | 156,2 | | 84,4 | | 75,3 | 72,6 |
| 18 | Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге | | 171,3 | | 186,6 | | 184,8 | 156,2 |
| 19 | Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге | | 34,3 | | 37,3 | | 37,0 | 31,2 |
| 20 | Налог на сверхприбыль, млрд.тенге | | 21,7 | | 34,2 | | 38,0 | 29,6 |

| | | | | | | | | |
|----|---|--|------|--|------|--|------|------|
| 21 | Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге | | 43,2 | | 85,8 | | 88,1 | 70,5 |
| 22 | Поток денежной наличности, млрд.тенге | | 76,3 | | 97,0 | | 97,4 | 79,0 |
| 23 | Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, млрд.тенге | | 21,9 | | 43,1 | | 43,6 | 42,5 |

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Разбуривание месторождения предусматривается в четвертом квартале 2024 г 3-мя скважинами, из них 1 вертикальная скважины Р-1 и две горизонтальные скважины. Разработка месторождения начинается с 2025г с вводом ранее пробуренных 3-х скважин и бурением новых 5-ти горизонтальных скважин для рекомендуемого 4 варианта разработки.

Разработка залежей по всем вариантам предусмотрено с поддержанием пластового давления на II объекте, бурящаяся в законтурной области в 2027г.

Разбуривание месторождения будет проводится от известного к неизвестному, от кровли к периферии, к ВНК.

Расчеты технологических показателей разработки месторождения и объектов выполнены по 4 основным вариантам: **первый базовый** разбуривание месторождения вертикальными скважинами. **Второй вариант** предусматривает бурение горизонтальных скважин. **Третий вариант и четвертый** аналогичен второму варианту, но с уплотнением сетки скважин и различным направлением горизонтальных стволов относительно простирания залежи.

Таким образом в данном проекте рассмотрено четыре варианта:

I вариант. Разработка по первому варианту предусматривается с ППД на II объекте, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией вертикальными скважинами. Сетка скважин квадратная, что позволит в дальнейшем модифицировать ее в процессе эксплуатации.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 24 добывающими скважинами. Сетка скважин квадратная с расстоянием между скважинами 400x400 м (16 га), темп бурения по 5 скважин в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 5 лет (2028-2033гг) с годовыми уровнями 38,5 – 36,5тыс.т, максимальная добыча 49,9 тыс.т в 2030г.

Разработка II объекта (сеноманский К2с-1) предусматривается 36 добывающими скважинами и 1 нагнетательной. Сетка скважин квадратная с расстоянием между скважинами 150x150 м (25 га), темп бурения по 6 скважин в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 5 лет (2026-2030гг) с годовыми уровнями 30,7 – 37,9тыс.т, максимальная добыча 42,7 тыс.т достигается в 2027 г. В 2027 г предусматривается бурение нагнетательной скважины в законтурной области.

Разработка III объект (апт К1а) предусматривается 3 добывающими скважинами. Сетка скважин линейная, темп бурения по 1 скважина в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2027гг) с годовыми уровнями 4,3 – 4,5тыс.т, максимальная добыча 5,3 тыс.т достигается в 2026 г.

В целом по месторождению по 1 варианту максимальный фонд скважин – 64 ед. Темп бурения по 11-12 скважин в год. «Полка» добычи составит 9 лет (2026-2034) с годовыми уровнями 53,7-48,2тыс.т, максимальная добыча 90,4 тыс.т достигается в 2030 г.

2 вариант. Разработка по второму варианту предусматривается с ППД на II объекте, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией горизонтальными скважинами 1 вертикальной скважиной. Расположение скважин линейная, при этом горизонтальная часть скважин линейная по первому ряду от тектонического разлома и параллельная по второму ряду, перпендикулярно ВНК, точка «В» направлена в сторону ВНК. Такое расположение скважин второго ряда позволит снизить приток воды из-за контурной части ВНК и имеется возможность частичного отключения горизонтальной части ствола от точки «В» до точки «А» по мере ее обводнения за счет стягивания ВНК.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 13 добывающими скважинами. Расположение скважин линейная с расстоянием между скважинами 400м по I и II блоку, в III блоке 1 скважина, расстояние между рядами в среднем 300 м. Темп бурения по 1 скважине в год, старт бурения 2024г,ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 8 лет (2029-2036гг) с годовыми уровнями 43,6 – 42,5 тыс.т, максимальная добыча 52,5 тыс.т достигается в 2032г.

Разработка II объекта (сеноманский К2с-1) предусматривается 9 добывающими скважинами и 1 нагнетательная. Расположение скважин линейная с расстоянием между скважинами 250м, параллельная, темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 5 лет (2027-2031гг) с годовыми уровнями 26,3 – 24,7тыс.т, максимальная добыча 36,6 тыс.т достигается в 2028 г.

Разработка III объект (апт К1а) предусматривается 2 добывающими скважинами. Расположение

скважин линейная, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2026гг) с годовыми уровнями 14,3 – 8,10тыс.т, максимальная добыча 14,3 тыс.т достигается в 2025 г.

В целом по месторождению по 2 варианту максимальный фонд скважин – 25 ед. в т.ч. 1 нагнетательная. Темп бурения по 3-4 скважин в год. «Полка» добычи составит 4 года (2028-2031) с годовыми уровнями 77,8 - 76,4тыс.т, максимальная добыча 79,7 тыс.т достигается в 2029 г.

3 вариант. Разработка по третьему варианту предусматривается с ППД на II объекте, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией горизонтальными скважинами 1 вертикальной скважиной. Расположение скважин линейная.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 11 добывающими скважинами. Темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 4 года (2027-2030гг) с годовыми уровнями 40,1 – 60,1тыс.т, максимальная добыча 70,5 тыс.т в 2029 г.

II объект (сеноманский К2с-1) предусматривается 6 добывающими скважинами и 1 нагнетательная. Расположение скважин линейная, темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029гг) с годовыми уровнями 35,1 – 27,2тыс.т, максимальная добыча 35,1тыс.т достигается в 2027 г. В 2026 г предусматривается бурение нагнетательной скважины в законтурной области.

Разработка III объект (апт К1а) предусматривается 2 добывающими скважинами с 2025 г. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2026гг) с годовыми уровнями 14,3 – 10,0тыс.т, максимальная добыча 14,3 тыс.т достигается в 2025 г.

В целом по месторождению по 3 варианту максимальный фонд скважин –20 ед. в т.ч. 1 нагнетательная. Темп бурения по 4 скважин в год. «Полка» добычи составит 3 года (2027 - 2029) с годовыми уровнями 92,1 – 99,7тыс.т, максимальная добыча 99,7 тыс.т достигается в 2029 г.

4 вариант. Разработка по четвертому варианту предусматривается с ППД на II объекте 1 вертикальной скважиной, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией горизонтальными скважинами. Расположение скважин линейная.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 18 добывающими скважинами. Темп бурения от 2 до 7 скважины в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029гг) с годовыми уровнями 76,6 – 75,6тыс.т, максимальная добыча 92,0 тыс.т в 2028 г.

II объект (сеноманский К2с-1) предусматривается 6 добывающими скважинами и 1 нагнетательная. Расположение скважин линейная, темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029гг) с годовыми уровнями 41,6 – 49,4 тыс.т, максимальная добыча 49,4 тыс.т достигается в 2029 г. В 2026 г предусматривается бурение нагнетательной скважины в законтурной области.

Разработка III объект (апт К1а) предусматривается 3 добывающими скважинами с 2025 г. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2026гг) с годовыми уровнями 10,5 – 19,8тыс.т, максимальная добыча 19,8 тыс.т достигается в 2026 г.

В целом по месторождению по 4 варианту максимальный фонд скважин – 28 ед.. в т.ч. 1 нагнетательная. Темп бурения по 8 скважин в год. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029) с годовыми уровнями 123,2 – 125,3тыс.т, максимальная добыча 126,9 тыс.т достигается в 2028 г.

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, поступилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Для разработки месторождения Пустынное рассмотрены 4 варианта.

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

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 29 лет, 2 варианта 26 лет, 3 вариантов 27 лет и 4 варианта 21 год.

Учитывая рентабельность варианта разработки, а также проведение мероприятий, способствующих наиболее полному извлечению извлекаемых запасов нефти и обеспечивающих достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти, к рекомендации предлагаем 4 вариант разработки.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

В работе рассмотрены три варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачкой воды.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.3. Различная последовательность работ

Вариант 1-предусматривает бурение 63 вертикальных скважин и 1 нагнетательной скважины.

Капитальные вложения запланированы на сумму 39,0млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 959,3 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,288 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту ниже, чем по 2, 3 и 4 вариантам.

Вариант 2 предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 23 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 24 добывающих и 1 нагнетательная скважины. Для внедрения данного варианта потребуется 18,0 млрд. тенге капитальных вложений. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 993,5 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,298 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту ниже, чем по 3 варианту.

3 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 18 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 19 добывающих и 1 нагнетательная скважины.

Для внедрения данного варианта потребуется 12,4 млрд. тенге инвестиций. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 990,3 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,297 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10%, а также сумма чистой прибыли по этому варианту имеют максимальные значения, однако этот вариант не может быть предложен к внедрению, так как утвержденный КИН не достигается.

4 вариант — предусматривает бурение 1 вертикальной добывающей, 26 горизонтальных и 1 нагнетательной скважины. Всего 27 добывающих и 1 нагнетательная скважина.

Капитальные вложения для реализации данного варианта составляют 16,4 млрд.тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 999,0 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти достигается и равен 0,300 д.ед.

Учитывая рентабельность варианта разработки, а также проведение мероприятий, способствующих наиболее полному извлечению извлекаемых запасов нефти и обеспечивающих достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти, к рекомендации предлагаем 4 вариант разработки.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудование, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

При проектировании системы сбора продукцию нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- каждая скважина от устья до объекта подготовки должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности по скважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.

- для предупреждения осложнений, связанных с парафиноотложением в оборудовании, материальное исполнение запроектировать аналогично действующим выкидным линиям.

- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта.

- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины

- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом
 - обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды
 - обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев
 - обеспечить автоматизацию всех технологических процессов
 - обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа
- Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.7.Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Месторождение Пустынное по административному делению входит в состав Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

В орографическом отношении месторождение Пустынный представляет собой заболоченную низменность, покрытую сорами и рыхлыми современными морскими заносами. Дорожная сеть представлена редкими полевыми и проселочными дорогами. Растительность скудная, полупустынного типа, климат резко континентальный с сухим, жарким летом и холодной зимой. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 23 м. до минус 27 м. Ближайшими населенными пунктами являются нефтепромыслы Каратон (к юго-востоку-30 км.), Саркамыс (к юго-востоку-70 км.) и районный центр Кульсары (к северо-востоку-90 км.). Ближайшими магистральными нефтепроводами являются нефтепровод Прорва- Кульсары (35 км.) и Узень- Самара (60 км.). Месторождение Пустынное расположена в одном из перспективных районов Прикаспийской впадины в Каратонском прогибе.

Приморского поднятия, где разрабатываются такие месторождения, как Каратон, Запыдный Теренозек, Тажигали и др. и на которых промышленно нефтеносными являются отложения аптнеокома.

Транспортная сеть района представлена обширной сетью временных и постоянных автомобильных дорог. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- транспортировку грунта по дорогам на промплощадке предприятия;
- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение;
- перевозку персонала

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ

Недропользователем месторождения Пустынное является ТОО PriorityOil&Gaz, в соответствии с Контрактом № 5286-УВС от 2 ноября 2023 г на добычу углеводородов.

Месторождения открыто в конце 1960-х начале 1970-х годах и в промышленной разработке не участвовала ввиду нахождения в подтапливающей зоне Каспийского моря. Геологические запасы нефти составили:

- в пределах горного отвода запасы нефти:
- по категории С₁ геологические – 3327 тыс.т., извлекаемые - 999тыс.т.;
- за пределами горного отвода:
- по категории С₁: геологические – 935 тыс.т., извлекаемые - 280 тыс.т.

Целью составления настоящего проекта разработки является ввод месторождения Пустынное с обоснованием внедрения мероприятий по оптимизации разработки, обеспечивающих максимальную технологическую эффективность и экономическую ценность месторождения Пустынное как для Республики Казахстан, так и для Недропользователя. В результате технико-экономического анализа, в качестве рекомендуемого выбран 4 вариант разработки, с вводом в эксплуатацию добывающих скважин из бурения.

Рекомендуемый вариант разработки обеспечивает за рентабельный срок наибольшую величину извлекаемых запасов нефти месторождения на одну скважину, достижение утвержденных извлекаемых запасов нефти и наилучшие экономические показатели.

5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных мест расположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработки месторождения является 4 вариант разработки и принятые проектные решения.

Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые решения.

5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утвержденная Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

Недропользователи обязаны проводить мероприятия направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – система разработки месторождения Пустынное.

Целью настоящего проекта является обоснование рациональной системы разработки

месторождения Пустынное.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и нефтегазоносности месторождения. Дано описание стратиграфии, тектоники, объема проведенных геологоразведочных работ. Приведены характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и физико-химические свойства нефти, газа и воды, а также утвержденные ГКЗ запасы УВ. На основе геологического строения обосновано выделение эксплуатационных объектов месторождения, представлены рекомендуемые научно-исследовательские и производственные мероприятия по совершенствованию системы разработки.

Выполнены расчеты вариантов технологических показателей разработки месторождения с рекомендуемыми геолого-техническими мероприятиями по совершенствованию системы разработки. Рассчитаны экономические показатели разработки месторождения на прогнозный период и по технико-экономическим критериям рекомендован наиболее рациональный вариант. Обоснованы способы эксплуатации скважин, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями, оптимизации промысловой системы сбора и транспорта продукции скважин. Представлены рекомендации по методам вскрытия пластов бурением и перфорацией, освоения скважин. Рекомендованы мероприятия по доразведке, контролю разработки продуктивных горизонтов и эксплуатации скважин, рациональному и комплексному использованию недр и охране окружающей среды. Выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Область применения – месторождение Пустынное.

5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территории нет, так как объект находится на удалении от жилой зоны.

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

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

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 вызывать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определенное 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 Пустынное 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 которым попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате

планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

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

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

При проведении работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шума, света в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

В период миграции животных и птиц разведочные работы проводиться не будут.

6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Объект исследования – система разработки месторождения Пустынное.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Пустынное.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серебряными солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

Изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Территория не имеет естественных водных объектов, поэтому проведение работ на этой площади не будет оказывать на них влияния.

Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате

проведения полевых могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Основными источниками потенциального воздействия на геологическую среду и подземные воды при проведении работ, строительных работ будут являться транспорт и спецтехника.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период работ.

6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативного качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в Жылойском районе осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к. в Жылойском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производственного предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.5-1.

Таблица 6.5-1. Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

| Код загр. вещества | Наименование вещества | PД К максим. | PД К средне-суточная, мг/м ³ | ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³ | Класс опасности |
|--------------------|---|--------------|---|--|-----------------|
| | | 3 | 4 | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 0301 | Азота(IV)диоксид(Азотдиоксид)(4) | 0.2 | 0.04 | | 2 |
| 0304 | Азот(II)оксид(Азотаоксид)(6) | 0.4 | 0.06 | | 3 |
| 0328 | Углерод(Сажа, Углеродчерный)(583) | 0.15 | 0.05 | | 3 |
| 0330 | Сердиоксид(Ангидридсернистый, Сернистыйгаз, Сера(IV)оксид)(516) | 0.5 | 0.05 | | 3 |
| 0333 | Сероводород(Дигидросульфид)(518) | 0.008 | | | 2 |
| 0337 | Углеродоксид(Окисьуглерода, Угарныйгаз)(584) | 5 | 3 | | 4 |
| 0405 | Пентан(450) | 100 | 25 | | 4 |
| 0410 | Метан(727*) | | | 50 | |
| 0412 | Изобутан(2-Метилпропан)(279) | 15 | | | 4 |
| 0415 | Смесьуглеводородовпредельных C1-C5(1502*) | | | 50 | |
| 0416 | Смесьуглеводородовпредельных C6-C10(1503*) | | | 30 | |
| 0602 | Бензол(64) | 0.3 | 0.1 | | 2 |
| 0616 | Диметилбензол(смесью-, м-, п-изомеров)(203) | 0.2 | | | 3 |
| 0621 | Метилбензол(349) | 0.6 | | | 3 |
| 0627 | Этилбензол(675) | 0.02 | | | 3 |
| 1301 | Проп-2-ен-1-аль(Акролеин, Акрилальдегид)(474) | 0.03 | 0.01 | | 2 |
| 1325 | Формальдегид(Метаналь)(609) | 0.05 | 0.01 | | 2 |
| 2735 | Масломинеральноенефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое идр.)(716*) | | | 0.05 | |
| 2754 | АлканыC12-19/впересчетенаC/(УглеводородыпредельныеC12-C19(в пересчетенаC); Растворитель РПК-265П)(10) | 1 | | | 4 |

6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. Напредприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путе гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% игидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водоные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критического нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие вещества, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазанных грунтов.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;
- при автомобильной дороги все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Основными производственными операциями на м/р Пустынное при реализации проектных решений по «Проекту разработки...», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сборнефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие исопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Пустынное на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды. Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды; Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие вещества, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем также запрещено образования замазченных грунтов.

- Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;

- При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

| Компоненты окружающей среды | Факторы воздействия на окружающую среду | Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду |
|-----------------------------|---|---|
| Атмосфера | Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. | Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных |

| | Шумовые воздействия | систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха. |
|-----------------------------|--|---|
| Водные ресурсы | Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды | Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. |
| Недра | Термоэрозия. Просадки. Грифенообразование. Внутрипластовые перетоки флюида | Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений. |
| Ландшафты | Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия. | Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металломолома и излишнего оборудования. |
| Почвеннорастительный покров | Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссушение. | 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 точками зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия

К прямым воздействиям относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентированы 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 будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства. Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Пустынное (500 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозии, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промышленной характеристики продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах пластовых флюидов и запасах нефти и газа. Проанализировано текущее состояние разработки и проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки, определены причины отклонения фактических показателей от проектных. Рекомендованы мероприятия по совершенствованию системы разработки. Обоснованы исходные данные для проведения технологических расчетов.

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

При намечаемой деятельности от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при разработке месторождения на год максимальной добычи следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Азота (IV) диоксид 2 класс - 16.204 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 3 класс - 21.01715 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3 класс - 2.694 т/год, Сера диоксид 3 класс - 5.387 т/год, Сероводород 2 класс - 0.11470136 т/год, Углерод оксид 4 класс - 13.768 т/год, Пентан(4 класс) 0.1200698 т/год, Метан - 0.710648 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0.1734322 т/год, Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) 7.110728 т/год, Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) - 1.5401 т/год, Бензол (2 класс) 0.0201126 т/год, Диметилбензол (смесью-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0.0063225 т/год, Метилбензол (3 класс) 0.012643 т/год, Этилбензол - 0.000605 т/год, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0.6463 т/год, Формальдегид(Метаналь) (2 класс) 0.6463 т/год, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) 0.0001326 т/год, Алканы С12-19 (4 класс) 7.87516 т/год. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с тем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Расчетами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на УН Пустынное превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере повсем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности непредусмотрены.

Предприятие не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку. Все отходы временно складируются в специальные емкости и контейнеры, и по меренакопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их сбора(передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения). Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные). Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как методрасчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативамобразования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета п фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

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

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, контейнерах и иных объектах хранения).

Программой управления отходами учтены требование ст. 320 ЭК о временном складировании отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению; требования к раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

Недропользователь обязуется соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, образуемые отходы производства и потребления будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению изахоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения ТБО в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, приплюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также присвоевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

**10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ
ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ
НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период пробной эксплуатации продуктивного горизонта верхнеюрских отложений месторождения Ракушечное требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения Пустынное можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количество оценка вероятности возникновения аварийной ситуации

возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных - построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды – всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;

- природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- пластовые термобарические условия;
- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

Степень риска для каждого объекта месторождения зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу углеводородного сырья и выбросу в атмосферу природного и попутного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефтепродуктов не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии-редкие аварии-вероятные аварии-возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении извнешних технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

Строгое соблюдение проектных решений, применение современных технологий и трудовая дисциплина на рассматриваемом этапе разработки месторождения Пустынное, позволяют судить о низкой степени возникновения аварийных ситуаций.

11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категориям сложности, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК назначительном расстояние от места аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии сценариев реагирования на них. Наиболее вероятным и аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горючесмазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромыслового объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом терриитории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и

противопожарной безопасности;

- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственными - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – *низкая*.

11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально-экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказывать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействие высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МООС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - Местное воздействие (4) - площадь воздействия от 10 до 100 км².

- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3 лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Для определения интегральной оценки воздействия горных работ на компоненты окружающей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения выше перечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций обеспечения минимума негативных последствий

при разведке напредприятии:

- ✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного обезопасноговедения работ напредприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняют следующие основные мероприятия:

- ✓ Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

- ✓ Обеспечивают вс помогательные работы на производстве;

- ✓ Трассирование от каточных автодорог других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;

- ✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установки оборудования;

- ✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

- ✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

- ✓ Привысоких скоростях ветра (10м/с и более) сливиналив ГСМ прекращаются;

- ✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

- ✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

- ✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

- ✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.

- ✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

- ✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;

- ✓ Задействована система автоматического контроля, включающая аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;

- ✓ Предусмотрена регулярная откачка и вызов хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;

- ✓ Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемым и по утвержденной главным инженером предприятия схеме;

- ✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссационной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;

- ✓ Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;

- ✓ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках **устанавливаются** передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголком по технике безопасности.

- ✓ Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнитель но уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрыво- и пожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов, трубопроводов и их соединений;

- размещение вредных, взрыво- и пожароопасных процессов на отдельных открытых площадках;
- защита от повышения давления на напорных трубопроводах;
- аварийное автоматическое закрытие отсекающих задвижек на технологических трубопроводах и прекращение всех погрузочно-разгрузочных операций;
- антикоррозийное покрытие наружных поверхностей всех технологических трубопроводов.

Для исключения аварийных ситуаций на территории месторождения Пустынное планируется проведение ежедневного контроля за состоянием оборудования и нефтепроводами. Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих на предприятии противоаварийных норм и правил, в том числе:

- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства;
- автоматизация технологических процессов слива-налива нефти и дизтоплива;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и контроль за соблюдением этих правил при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, своевременная замена неисправного оборудования.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию. Для исключения утечек, арматуру необходимо содержать в чистоте, регулярно восстанавливать окраску наружной поверхности. Арматуру, которая в процессе эксплуатации находится в открытом или закрытом состоянии, необходимо ежемесячно набивать смазкой и проверять плавность открытия и закрытия.

11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организаций, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта;

внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и раннее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- роверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

При реализации проектных решений на месторождении Пустынное предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольноизмерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 85 %;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 85 %.

ТБО сортировка согласно морфологического состава (48%) от общей массы, заключение договоров для дальнейшей передачи сторонним организациям на утилизацию или переработку вторичного сырья.

По окончании работ, пройденные поверхностные горные выработки будут засыпаны и рекультивированы.

Предусматривается строгий запрет на охоту и рыбалку в запрещенные сроки и запрещенными

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

методами.

Обеспечение санитарно-гигиенических и экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод; организация зоны санитарной охраны.

Оборудование и т.п. должны быть из числа разрешенных органами санитарно-эпидемиологического надзора.

Осуществление санитарно-гигиенических мероприятий, направленных на поддержание санитарно - гигиенического состояния, предупреждения производственной заболеваемости и травматизма.

Обеспечение мониторинга окружающей среды. Мониторинг состояния пром. площадки заключается в периодическом контроле. Контроль должен проводиться аккредитованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам.

В целях предотвращения загрязнения почвы проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением и нарушением рельефа;
- минимизировать нарушение и эрозию почв за счет использования существующих дорог и площадок;
- использование поддонов под механизмами для исключения утечки и проливов ГСМ и предотвращения загрязнения почв нефтепродуктами;
- восстановление нарушенных земель после полного окончания работ на участке с возвратом плодородного слоя на место после завершения работ.

В целях снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предусмотрены следующее мероприятия:

– исключения пыления с автомобильной дороги (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов предусмотреть дороги с организацией пылеподавления, или, необходимо использование специальных шин с низким давлением на почву (бескамерные, низкого и сверхнизкого давления).

Кроме того, предусмотрены мероприятия по пылеподавлению при выполнении земляных работ – организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей.

По завершению работ, связанных с перемещением грунта, необходимо провести работы по рекультивации земель в соответствии с условиями Кодекса «О недрах и недропользовании» и статьей 238 Экологического кодекса Республики Казахстан.

В целях минимизации возможного воздействия отходов на компоненты окружающей среды необходимо осуществлять ряд следующих мероприятий:

- раздельный сбор различных видов отходов;
- для временного хранения отходов использование специальных контейнеров, установленных на оборудованных площадках;
- обеспечить раздельное хранение твердо-бытовых отходов в контейнерах в зависимости от их вида;
- содержать в чистоте контейнеры, площадки для контейнеров, близлежащую территорию, оборудовать контейнерные площадки в соответствии с санитарными нормами и правилами;
- сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременная передача специализированным организациям для дальнейшей утилизации; сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременный вывоз на полигон отходов ТБО;
- оборудование специальных площадок, согласно действующих СНиП в РК, для временной парковки спецтехники и автотранспортных средств, а также временного хранения;
- необходимого оборудования и материалов, используемых при проведении работ;
- очистка территории от мусора и остатков всех видов отходов, а также вывоз контейнеров с ними для утилизации в согласованные места после завершения строительных работ.

12.1. Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия

способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении Пустынное являются:

- пыльные бури;
- штормовой ветер;
- штиль;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работка 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:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.2. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды, а также предотвращения вторичного загрязнения грунтовых вод через почву, атмосферные осадки, атмосферу компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия.

Компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов:

- контроль за рациональным использованием воды.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования.

Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое акумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

В соответствии ст.222, 224 и 225 требованиями Экологического Кодекса РК предусматривается:

- Не допускается сброс сточных вод независимо от степени их очистки в поверхностные водные объекты в зонах санитарной охраны источников централизованного питьевого водоснабжения, курортов, в местах, отведенных для купания
- Сброс сточных вод в природные поверхностные и подземные водные объекты допускается только при наличии соответствующего экологического разрешения

- Запрещается сброс сточных вод без предварительной очистки, за исключением сбросов шахтных и карьерных вод горно-металлургических предприятий в пруды-накопители и (или) пруды-испарители, а также вод, используемых для водяного охлаждения, в накопители, расположенные в системе замкнутого (оборотного) водоснабжения.

- Недропользователи, проводящие поиск и оценку месторождений и участков подземных вод, а также водопользователи, осуществляющие забор и (или) использование подземных вод, обязаны обеспечить:

- 1) исключение возможности загрязнения подземных водных объектов;
- 2) исключение возможности смешения вод различных водоносных горизонтов и перетока из одних горизонтов в другие, если это не предусмотрено проектом (технологической схемой);
- 3) исключение возможности бесконтрольного нерегулируемого выпуска подземных вод, а в аварийных случаях – срочное принятие мер по ликвидации потерь воды;
- 4) по окончании деятельности – проведение рекультивации на земельных участках, нарушенных в процессе недропользования, забора и (или) использования подземных вод.

- Использование подземных вод питьевого качества для нужд, не связанных с питьевым и (или) хозяйствственно-питьевым водоснабжением, не допускается, за исключением случаев, предусмотренных Водным кодексом Республики Казахстан и Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".

- На водосборных площадях подземных водных объектов, которые используются или могут быть использованы для питьевого и хозяйствственно-питьевого водоснабжения, не допускаются захоронение отходов, размещение кладбищ, скотомогильников (биотермических ям) и других объектов, оказывающих негативное воздействие на состояние подземных вод.

- Запрещается ввод в эксплуатацию водозаборных сооружений для подземных вод без оборудования их водорегулирующими устройствами, водоизмерительными приборами, а также без установления зон санитарной охраны и создания пунктов наблюдения за показателями состояния подземных водных объектов в соответствии с водным законодательством Республики Казахстан.

- Запрещается орошение земель сточными водами, если это оказывает или может оказать вредное воздействие на состояние подземных водных объектов.

Также в соответствии с требованиями ст. 112, 115 Водного кодекса РК от 9 июля 2003 года №481 будут соблюдены ограничения правил эксплуатации, предохраняющие водные объекты от загрязнения, засорения, истощения.

12.3. Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;

- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проникаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;

- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;

- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;

- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;

- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;

- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах

залегания подземных вод;

- выполнение противокоррозионных мероприятий;

- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие меж пластовых 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 инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

12.4. Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация 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 мелколесью, а также от иных видов ухудшения состояния земель;

- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;

- сохранение достигнутого уровня мелиорации;

- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя

при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;

- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;

- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;

- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рывин и ям;

- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель.

Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

МЕРОПРИЯТИЯ, ИСКЛЮЧАЮЩИЕ ОБРАЗОВАНИЕ ЗАМАЗУЧЕННОГО ГРУНТА

Для исключения разгерметизации объектов хранения, транспортировки нефти и предупреждения аварийных выбросов нефти приняты следующие организационно-технические мероприятия:

- резервуары хранения оснащены дыхательными, предохранительными клапанами и огневыми преградителями, хлопушками;

- осуществляется постоянный контроль за уровнем жидкости в резервуарах;

- осуществляется контроль герметичности соединений трубопроводов и арматуры;

- осуществляется постоянный контроль за состоянием и исправностью технологического оборудования и трубопроводов, контрольно-измерительных приборов и автоматики, предохранительных клапанов.

В процессе эксплуатации защиты трубопроводов и оборудования линейной части трубопроводов от разгерметизации и предупреждение аварийного выхода нефти обеспечивает выполнение следующих технических решений и мероприятий:

- контроль давления на выходе добывающих скважин;

- обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;

- обследование состояния изоляции трубопроводов с последующей заменой дефектных участков изоляции;

- соблюдение технологической дисциплины и повышение квалификации обслуживающего персонала.

С целью исключения образования замазченного грунта в результате пролива нефти проводятся нижеследующие технические мероприятия:

- Обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;

- По результатам оценки технического состояния нефтепроводов проведение капитального ремонта поврежденных участков;

- Проводить ежедневные осмотры всех оборудований;

- Контроль давления на выходе добывающих скважин.

12.5. Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;

- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;

- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;

- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;

- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки

химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;

- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;

- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;

- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;

- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазанных пятен.

Согласно п.50 Параграфа 2 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Утверждены приказом и. о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 года №КР ДСМ-2), СЗЗ для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ.

При выборе газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

12.6. Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения Пустынное можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;

- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;

- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;

- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;

- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;

- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;

- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;

- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с

информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

- в случае гибели животных обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;

- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

12.7. Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- запрещение несанкционированного складирования отходов

**13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ
БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2
СТАТЬИ 241 КОДЕКСА**

Согласно ст.241 ЭК РК «потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;

- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;

- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине канав, со складированием его в непосредственной близости от места проведения горных работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период горных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц разведочные работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную

компетентную организацию;

– в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороги все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

14.1. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Таблица 14.1-1 – Компоненты социально-экономической среды

| Компоненты социальной среды | Компоненты экономической среды |
|----------------------------------|-----------------------------------|
| Трудовая занятость | Экономическое развитие территории |
| Здоровье населения | Транспорт |
| Доходы и уровень жизни населения | Скотоводство |
| Памятники истории и культуры | Инвестиционная деятельность |

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении Пустынное надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев из завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Согласно Экологическому кодексу Республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля безпосещения субъекта(объекта)контроля.

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения;
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снижаются выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчета о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования.

Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

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

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 17.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 17- 1.

| Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия нара- щений) | Показатели воздействия и ранжированние 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 месяцев |
| Средней продолжительности(2) | От месяца 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 не выходят за существующие пределы природной изменчивости среды |
| Слабая(2) | Изменения превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается |
| Умеренная(3) | Изменения превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению |
| Сильная(4) | Изменения приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды/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 за пределами допустимых стандартов или рекомендаций и имеет 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 законный 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 отмечается воздействие большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов |

Таблица 17-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

| Категория воздействия, балл | | | Категория значимости | |
|-----------------------------|---------------------------------------|----------------------------|----------------------|--------------------------------|
| Пространственный масштаб | Временной масштаб | Интенсивность воздействия | Баллы | Значимость |
| <u>Локальный</u> 1 | <u>Кратковременный</u> 1 | <u>Незначительная</u> 1 | 1-8 | Воздействие низкой значимости |
| <u>Ограниченный</u> 2 | <u>Средней продолжительности</u> 2 | <u>Слабая</u> 2 | | |
| <u>Местный</u> 3 | <u>Продолжительный</u> 3 | <u>Умеренная</u> 3 | 9-27 | Воздействие средней значимости |
| <u>Региональный</u> 4 | <u>Многолетний</u> 4 | <u>Сильная</u> 4 | | |
| | | | 28-64 | Воздействие высокой значимости |

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

17.2. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие

величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

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

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2-1. Характеристика критерии учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

| Масштаб воздействия(рейтинг относительного воздействия нарушения) | Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений |
|---|---|
| Пространственный масштаб воздействия | |
| Нулевое(0) | Воздействие отсутствует |
| Точечное(1) | Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта |
| Локальное(2) | Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов |
| Местное(3) | Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов |
| Региональное(4) | Воздействие проявляется на территории области |
| Национальное(5) | Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республик в целом |
| Временной масштаб воздействия | |
| Нулевое(0) | Воздействие отсутствует |
| Кратковременное(1) | Воздействие проявляется на протяжении не более 3-х месяцев |
| Средней продолжительности(2) | Воздействие проявляется на протяжении одного сезона (больше 3-х месяцев) до 1 года |
| Долговременное(3) | Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта |
| Продолжительное(4) | Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу об объекте и проектной мощности |
| Постоянное(5) | Продолжительность воздействия более 5 лет |
| Интенсивность воздействия(обратимость изменения) | |
| Нулевое(0) | Воздействие отсутствует |
| Незначительное(1) | Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя |
| Слабое(2) | Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции изменения условий проживания в населенных пунктах |
| Умеренное(3) | Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня |
| Значительное(4) | Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднегородского уровня |
| Сильное(5) | Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня |

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-хступенчатый процесс.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

экономической среды, представленный в таблице 17.2-2.

Таблица 17.2-2-Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

| Итоговый балл | Итоговое воздействие |
|-------------------------|----------------------------------|
| от плюс 1 до плюс 5 | Низко положительное воздействие |
| от плюс 6 до плюс 10 | Средне положительное воздействие |
| от плюс 11 до плюс 15 | Высоко положительное воздействие |
| 0 | Воздействие отсутствует |
| от минус 1 до минус 5 | Низко отрицательное воздействие |
| от минус 6 до минус 10 | Средне отрицательное воздействие |
| от минус 11 до минус 15 | Высоко отрицательное воздействие |

1. Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

2. "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2.

3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280

4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.

5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996г.

6. Методические указания по расчету выбросов за грязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и промтходов. ВНИИГАЗ, М., 1999

7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от «12» июня 2014 года №221

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «Проект разработки месторождения Пустынное (по состоянию на 01.01.2024г.)» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источникам выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

Объект исследования – система разработки месторождения Пустынное.

Целью настоящего проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Пустынное.

Недропользователем месторождения Пустынное является ТОО PriorityOil&Gaz, в соответствии с Контрактом № 5286-УВС от 2 ноября 2023 г на добычу углеводородов.

Месторождения открыто в конце 1960-х начале 1970-х годах и в промышленной разработке не участвовала ввиду нахождения в подтапливаемой зоне Каспийского моря. Геологические запасы нефти составили:

в пределах горного отвода запасы нефти:

- по категориям С₁ геологические – 3327 тыс.т., извлекаемые - 999 тыс.т.;

за пределами горного отвода:

- по категории С₁; геологические – 935 тыс.т., извлекаемые - 280 тыс.т.

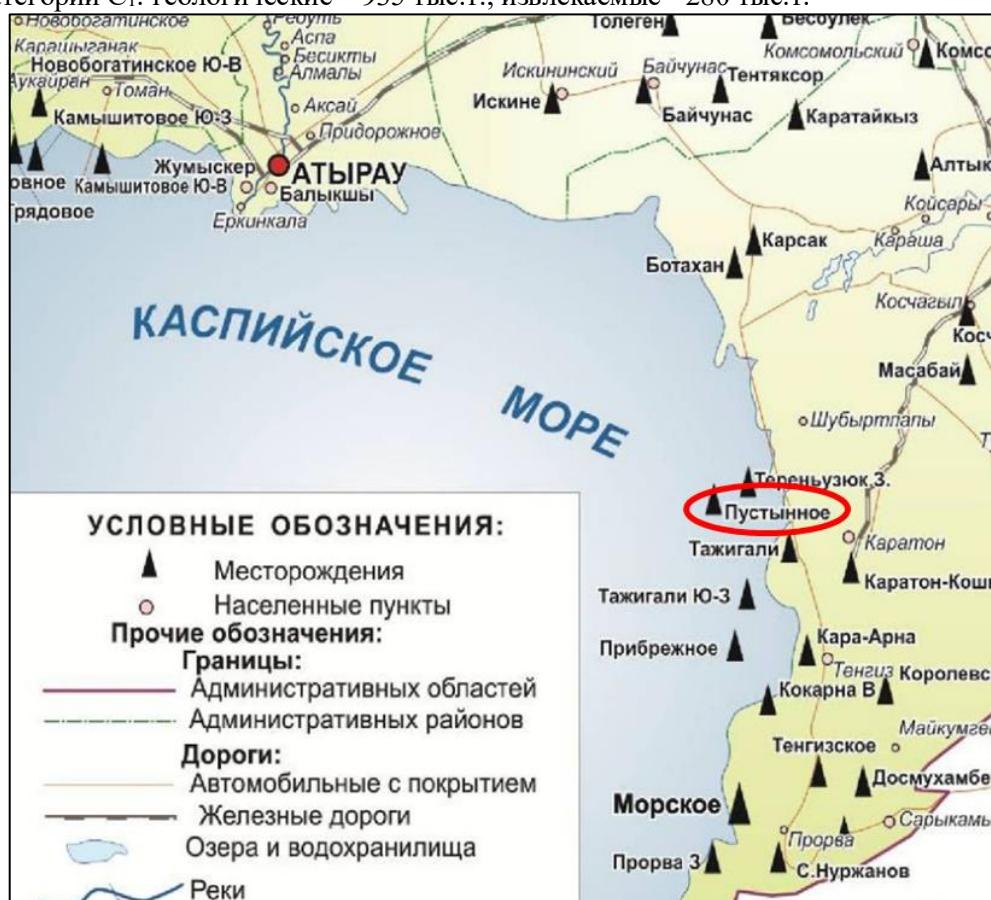


Рисунок 1. Обзорная карта

1) Месторождение Пустынное по административному делению входит в состав Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан. В орографическом отношении месторождение Пустынныи представляет собой заболоченную низменность, покрытую сорами и рыхлыми современными морскими заносами. Дорожная сеть представлена редкими полевыми и проселочными дорогами. Растительность скучная, полупустынного типа, климат резко континентальный с сухим, жарким летом и холодной зимой. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 23 м. до минус 27 м. Ближайшими населенными пунктами являются

нефтепромыслы Каратон (к юго-востоку-30 км.), Саркамыс (к юго-востоку-70 км.) и районный центр Кульсары (к северо-востоку-90 км.). Ближайшими магистральными нефтепроводами являются нефтепровод Прорва- Кульсары (35 км.) и Узень- Самара (60 км.). Месторождение Пустынное расположена в одном из перспективных районов Прикаспийской впадины в Каратонском прогибе. Приморского поднятия, где разрабатываются такие месторождения, как Каратон, Запыдный Теренозек, Тажигали и др. и на которых промышленно нефтеносными являются отложения аптнеокома. Каспийское море расположено около 15 км от проектируемого участка.

2) Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении претируемых работ оказывать не будет. В связи с тем, что территория участка расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет. Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается. В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено. Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентированно безопасных уровней воздействия на него. Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

3) В период проведения строительства скважин будут выбрасываться загрязняющие вещества в объеме: От 1 скв. 23,93586356 г/сек – 137,80890063 т/период; От 28 скв. 3858,64921764 т/период. Согласно проведенным предварительным расчетам при разработке месторождения Пустынное на максимальный год добычи 2028 год, стационарными источниками загрязнения выбрасывается в атмосферный воздух всего 15.932639205 г/сек – 448.16861891 т/год. При проведении претируемых работ от стационарных источников выбрасывается на период разработки (на максимальный год добычи 2028 год) в атмосферу следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (2 класс) 1,786431333 г/сек и 107,6149467 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (3 класс) 0,260300067 г/сек и 79,0453907 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) (3 класс) 0,107701388 г/сек и 54,3893467 т/год, Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) 3 класс - 0,444803333 г/сек и 45,1031067 т/год, Сероводород (Дигидросульфид) (2 класс) 0,010922259 г/сек и 0,3556326743 т/год, Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (4 класс) 11,463197223 г/сек и 38,46592 т/год, Бутан (4 класс) 0,000734 г/сек и 0,023343 т/год, Гексан (4 класс) 0,000245 г/сек и 0,0077945 т/год, Пентан (4 класс) 0,0105499 г/сек и 0,34079395 т/год, Метан 0,1801895 г/сек и 14,6150852 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0,0153258 г/сек и 0,4951234 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0,77203 г/сек и 28,473834 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0,19405 г/сек 27,567 т/год, Бензол (2 класс) 0,00253326 г/сек и 0,098765 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0,00079556 г/сек и 0,0310535 т/год, Метилбензол (3 класс) 0,00159111 г/сек и 0,0621074 т/год, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (1 класс) 0,000002583 г/сек и 0,000050486 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0,025833333 г/сек и 0,45896 т/год, Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (2 класс) 0,625403556 г/сек и 41,020365 т/год. В рамках проекта сбросы не планируются.

4) Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной презентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

анalogии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания специалистами и автотранспорта, работающих на нефтепромысле.

5) Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:

Профессиональная подготовка работника:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);

- ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);

- повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями). Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующих мероприятий:

- разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;

- первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);

- ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;

- установка систем сигнализации, аудио- и видеозаписи;

- тщательный подбор и проверка кадров;

- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен умело воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

6) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматривается. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

7) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
- Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями).
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.
12. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
13. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № КР ДСМ-70;
14. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
15. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
16. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйствственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
17. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
18. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
19. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
20. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
21. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
22. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

24. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.

25. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.

26. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ**

**От 1-ой скважины
СМР и подготовительные работы**

Источник загрязнения N 0001, Сварочный агрегат

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 15

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 100 = 0.1744 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH ₂ O | БП |
|--------|-----|------|---------|---------|-----|-------------------|---------|
| Б | 3.1 | 3.84 | 0.82857 | 0.14286 | 1.2 | 0.03429 | 3.42E-6 |

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH ₂ O | БП |
|--------|----|-----|---------|---------|-----|-------------------|---------|
| Б | 13 | 16 | 3.42857 | 0.57143 | 5 | 0.14286 | 0.00002 |

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|---|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.085333333 | 0.192 | 0 | 0.085333333 | 0.192 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.013866667 | 0.0312 | 0 | 0.013866667 | 0.0312 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.003968333 | 0.00857145 | 0 | 0.003968333 | 0.00857145 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.033333333 | 0.075 | 0 | 0.033333333 | 0.075 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.086111111 | 0.195 | 0 | 0.086111111 | 0.195 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000095 | 0.0000003 | 0 | 0.000000095 | 0.0000003 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0009525 | 0.0021429 | 0 | 0.0009525 | 0.0021429 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.023015833 | 0.05142855 | 0 | 0.023015833 | 0.05142855 |

Источник загрязнения N 6001, Участок сварки

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 500**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.59**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.31**

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 10.69**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 500 / 10^6 = 0.00535$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 0.59 / 3600 = 0.001752$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.92**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 500 / 10^6 = 0.00046$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0001508$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.4**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 500 / 10^6 = 0.0007$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0002294$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/ (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 3.3**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00165$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.59 / 3600 = 0.000541$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.75**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 500 / 10^6 = 0.000375$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.59 / 3600 = 0.000123$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.5**

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0001967$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0000975$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.59 / 3600 = 0.00003196$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 13.3**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00665$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.59 / 3600 = 0.00218$

ИТОГО:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|------------|--------------|
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) | 0.0017520 | 0.0053500 |
| 0143 | Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) | 0.0001508 | 0.0004600 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.0001967 | 0.0006000 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.00003196 | 0.0000975 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.0021800 | 0.0066500 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | 0.0001230 | 0.0003750 |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/ (615)) | 0.0005410 | 0.0016500 |
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) | 0.0002294 | 0.0007000 |

Источник загрязнения N 6002, Расчет выбросов пыли, образуемой при погрузочно-разгрузочных работах

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов

Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

п.3.1.Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Песок

Весовая доля пылевой фракции в материале(табл.3.1.1), **K1 = 0.05**

Доля пыли, переходящей в аэрозоль(табл.3.1.1), **K2 = 0.03**

Примесь: 2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)

Материал негранулирован. Коэффициент Ке принимается равным 1

Степень открытости: с 2-х сторон полностью и с 2-х сторон частично

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3.1.3), **K4 = 0.3**

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, **G3SR = 8**

Коэф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2), **K3SR = 1.7**

Скорость ветра (максимальная), м/с, **G3 = 9**

Коэф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2), **K3 = 1.7**

Влажность материала, %, **VL = 1**

Коэф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4), **K5 = 0.9**

Размер куска материала, мм, **G7 = 0.01**

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.3.1.5), **K7 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 2**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.3.1.7), **B = 0.7**

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, **GMAX = 0.6**

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, **GGOD = 500**

Эффективность средств пылеподавления, волях единицы, NJ = 0

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 0.6 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0803$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 500 \cdot (1-0) = 0.241$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G, GC) = 0.0803$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.241 = 0.241$

Итоговая таблица:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--|------------|--------------|
| 2907 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493) | 0.0803000 | 0.2410000 |

Эффективность средств пылеподавления, волях единицы, NJ = 0.85

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 0.6 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0.85) = 0.0803$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 500 \cdot (1-0.85) = 0.03615$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G, GC) = 0.0803$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.241 = 0.241$

Итоговая таблица:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--|------------|--------------|
| 2907 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493) | 0.012045 | 0.03615 |

Источник загрязнения N 6003, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов

Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Тип источника выделения: Погрузочные работы экскаваторами с объемом ковша 5м3 и более

Вид работ: Экскавация на отвале

Перерабатываемый материал: Горная порода

Марка экскаватора: ЭКГ-5А

Количество одновременно работающих экскаваторов данной марки, шт., **KOLIV_ = 1**

Крепость горной массы по шкале М.М.Протодьяконова, **KR1 = 2**

Уд. выделение пыли при экскавации породы, г/м3(табл.3.1.9), **Q = 3.1**

Влажность материала, %, **VL = 0.3**

Коэф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4), **K5 = 1**

Степень открытости: с 4-х сторон

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3.1.3), **K4 = 1**

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, **G3SR = 8**

Коэф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2), **K3SR = 1.7**

Скорость ветра (максимальная), м/с, **G3 = 9**

Коэф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2), **K3 = 1.7**

Максимальный объем перегружаемого материала экскаваторами данной марки, м3/час, **VMAX = 300**

Объем перегружаемого материала за год экскаваторами данной марки, м3/год, **VGOD = 25200**

Эффективность средств пылеподавления, волях единицы, NJ = 0

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.3), $G = _{KOLIV_Q \cdot VMAX \cdot K3 \cdot K5 \cdot (I-NJ) / 3600} = 1 \cdot 3.1 \cdot 300 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0) / 3600 = 0.439$

Валовый выброс, т/г (3.1.4), $M = Q \cdot VGOD \cdot K3SR \cdot K5 \cdot (I-NJ) \cdot 10^{-6} = 3.1 \cdot 25200 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.1328$

Итоговая таблица:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------------|---|-------------------|---------------------|
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) | 0.4390000 | 0.1328000 |

Эффективность средствпылеподавления, в долях единицы, NJ = 0.85

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.3), $G = _{KOLIV_Q \cdot VMAX \cdot K3 \cdot K5 \cdot (I-NJ) / 3600} = 1 \cdot 3.1 \cdot 300 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.06585$

Валовый выброс, т/г (3.1.4), $M = Q \cdot VGOD \cdot K3SR \cdot K5 \cdot (I-NJ) \cdot 10^{-6} = 3.1 \cdot 25200 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.01992$

Итоговая таблица:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------------|---|-------------------|---------------------|
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) | 0.06585000 | 0.01992000 |

За период бурения скважины

Источник загрязнения N 0002-0005, Дизельный двигатель G12V190ZLG-3 N 810 кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 397

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 810

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 111

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 111 * 810 = 0.7840152 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.7840152 / 0.531396731 = 1.475385817 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH ₂ O | БП |
|--------|------|------|---------|-----|-----|-------------------|---------|
| В | 2.65 | 3.36 | 0.68571 | 0.1 | 1.4 | 0.02857 | 3.14E-6 |

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH ₂ O | БП |
|--------|----|-----|---------|---------|-----|-------------------|---------|
| В | 11 | 14 | 2.85714 | 0.42857 | 6 | 0.11429 | 0.00001 |

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------------|--|----------------------------------|----------------------------------|----------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.6048 | 4.4464 | 0 | 0.6048 | 4.4464 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.09828 | 0.72254 | 0 | 0.09828 | 0.72254 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.0225 | 0.17014229 | 0 | 0.0225 | 0.17014229 |

| | | | | | | |
|------|---|-------------|------------|---|-------------|------------|
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.315 | 2.382 | 0 | 0.315 | 2.382 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.59625 | 4.367 | 0 | 0.59625 | 4.367 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000707 | 0.00000397 | 0 | 0.000000707 | 0.00000397 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.00642825 | 0.04537313 | 0 | 0.00642825 | 0.04537313 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.15428475 | 1.13428458 | 0 | 0.15428475 | 1.13428458 |

Источник загрязнения N 0006 „Дизельгенератор резервный В8L-160 кВт“

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 110

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 160

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 250

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 250 * 160 = 0.3488 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.3488 / 0.531396731 = 0.656383413 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH ₂ O | БП |
|--------|-----|------|---------|---------|-----|-------------------|---------|
| Б | 3.1 | 3.84 | 0.82857 | 0.14286 | 1.2 | 0.03429 | 3.42E-6 |

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH ₂ O | БП |
|--------|----|-----|---------|---------|-----|-------------------|---------|
| Б | 13 | 16 | 3.42857 | 0.57143 | 5 | 0.14286 | 0.00002 |

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|---|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.136533333 | 1.408 | 0 | 0.136533333 | 1.408 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.022186667 | 0.2288 | 0 | 0.022186667 | 0.2288 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.006349333 | 0.0628573 | 0 | 0.006349333 | 0.0628573 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.053333333 | 0.55 | 0 | 0.053333333 | 0.55 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.137777778 | 1.43 | 0 | 0.137777778 | 1.43 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000152 | 0.0000022 | 0 | 0.000000152 | 0.0000022 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.001524 | 0.0157146 | 0 | 0.001524 | 0.0157146 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные | 0.036825333 | 0.3771427 | 0 | 0.036825333 | 0.3771427 |

| | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|
| C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|

Источник загрязнения N 0007-0008, Дизельный генератор DBL-372 N = 372 кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 148.3

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 372

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 186

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 186 * 372 = 0.60335424 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.60335424 / 0.531396731 = 1.135412028 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|-----|------|---------|---------|-----|---------|---------|
| Б | 3.1 | 3.84 | 0.82857 | 0.14286 | 1.2 | 0.03429 | 3.42E-6 |

Таблица значений выбросов q_{ri} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|----|-----|---------|---------|-----|---------|----------|
| Б | 13 | 16 | 3.42857 | 0.57143 | 5 | 0.14286 | 0.000002 |

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ri} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|---|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.31744 | 1.89824 | 0 | 0.31744 | 1.89824 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.051584 | 0.308464 | 0 | 0.051584 | 0.308464 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.0147622 | 0.084743069 | 0 | 0.0147622 | 0.084743069 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангирид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.124 | 0.7415 | 0 | 0.124 | 0.7415 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.320333333 | 1.9279 | 0 | 0.320333333 | 1.9279 |
| 0703 | Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000353 | 0.000002966 | 0 | 0.000000353 | 0.000002966 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0035433 | 0.021186138 | 0 | 0.0035433 | 0.021186138 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0856189 | 0.508456931 | 0 | 0.0856189 | 0.508456931 |

Источник загрязнения N 0009, Цементировочный агрегат ЦА-320М

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 209.76

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов $T_{\text{ог}}$, К, 400

Используемая прирооохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{\text{ог}}$, кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 73.6 = 0.138562893 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{\text{ог}}$, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{\text{ог}}$, м³/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.138562893 / 0.531396731 = 0.260752249 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{\text{ми}}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов $q_{\text{зи}}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| Б | 26 | 40 | 12 | 2 | 5 | 0.5 | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выбросов M_i , г/с:

$$M_i = e_{\text{ми}} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\text{зи}} * B_{\text{зод}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|---|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.1570133 | 6.71232 | 0 | 0.1570133 | 6.71232 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.0255147 | 1.090752 | 0 | 0.0255147 | 1.090752 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный)(583) | 0.0102222 | 0.41952 | 0 | 0.0102222 | 0.41952 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.0245333 | 1.0488 | 0 | 0.0245333 | 1.0488 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.1267556 | 5.45376 | 0 | 0.1267556 | 5.45376 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.0000002 | 0.0000115 | 0 | 0.0000002 | 0.0000115 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0024533 | 0.10488 | 0 | 0.0024533 | 0.10488 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0592889 | 2.51712 | 0 | 0.0592889 | 2.51712 |

Источник загрязнения N 0010, ППУ (передвижная паровая установка)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{\text{зод}}$, т, 28.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 271.7

Температура отработавших газов $T_{\text{ог}}$, К, 400

Используемая прирооохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{\text{ог}}$, кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 271.7 * 73.6 = 0.174374886 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{\text{ог}}$, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{\text{ог}}$, м³/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.174374886 / 0.531396731 = 0.328144447 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{\text{ми}}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов $q_{\text{зи}}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| Б | 26 | 40 | 12 | 2 | 5 | 0.5 | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выбросов M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{oi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|---|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.1570133 | 0.9216 | 0 | 0.1570133 | 0.9216 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.0255147 | 0.14976 | 0 | 0.0255147 | 0.14976 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный)(583) | 0.0102222 | 0.0576 | 0 | 0.0102222 | 0.0576 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.0245333 | 0.144 | 0 | 0.0245333 | 0.144 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.1267556 | 0.7488 | 0 | 0.1267556 | 0.7488 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.0000002 | 0.0000016 | 0 | 0.0000002 | 0.0000016 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0024533 | 0.0144 | 0 | 0.0024533 | 0.0144 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0592889 | 0.3456 | 0 | 0.0592889 | 0.3456 |

Источник загрязнения N 6004, Емкость для хранения дизельного топлива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 1116.58$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 1116.58$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение Кртг для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент , $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMax = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$

Сумма $Ghri \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMax \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMax \cdot 10^6 + GHR = (2.36 \cdot 1116.58 + 3.15 \cdot 1116.58) \cdot 0.1 \cdot 10^6 + 0.000783 = 0.001398$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001398 / 100 = 0.001394$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Баловый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001398 / 100 = 0.000003914$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--|-------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000000457 | 0.000003914 |
| 2754 | Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.001394 |

Источник загрязнения N 6005, Емкость для хранения масла

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Масло}$

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 10.5$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 8.7$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение Кртг для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 2 = 0.0001458$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAK = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 20$

Сумма $Ghri \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.0001458$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAK \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAK \cdot 10^6 + GHR = (0.25 \cdot 10.5 + 0.25 \cdot 8.7) \cdot 0.1 \cdot 10^6 + 0.0001458 = 0.0001463$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Баловый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0001463 / 100 = 0.0001463$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|------------|--------------|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) | 0.00001625 | 0.0001463 |

Источник загрязнения N 6006, Емкость для хранения бурового раствора

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута

4 (южная) климатическая зона

Южная зона, области РК: Алматинская, Атырауская, Жамбылская, юг Карагадинской (ранее Жезказганской)

Площадь испарения поверхности, м2, $F = X2 \cdot Y2 = 0 \cdot 0 = 25$

Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м2 в месяц(п.5.3.3), $NIOZ = 2.16$

Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м2 в месяц(п.5.3.3), $N2VL = 2.88$

Примесь: 2754 Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.45), $G = N2VL \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 25 / 2592 = 0.0278$

Баловый выброс, т/год (ф-ла 5.46), $M = (NIOZ + N2VL) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (2.16 + 2.88) \cdot 6 \cdot 25 \cdot 0.001 = 0.756$

Баловый выброс, т/год, $M = 0.756$

Итого:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--|------------|--------------|
| 2754 | Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0278000 | 0.7560000 |

Источник загрязнения N 6007, Площадка складирования цемента

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов от складов пылящих материалов (п. 9.3.2)

Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 2**

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 0.5**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.4**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 120**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, **N = 0**

Количество материала, поступающего на склад, т/год, **MGOD = 125**

Максимальное количество материала, поступающего на склад, т/час, **MH = 0.03**

Удельная сдуваемость твердых частиц с поверхности

штабеля материала, $w = 3 \cdot 10^{-6}$ кг/м²*с

Размер куска в диапазоне: 500 - 1000 мм

Коэффициент, учитывающий размер материала (табл. 5 [2]), **F = 0.1**

Площадь основания штабелей материала, м², **S = 25**

Коэффициент, учитывающий профиль поверхности складируемого материала, **K6 = 1.45**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся в процессе формирования склада:

Валовый выброс, т/год (9.18), $MI = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 125 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.012$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (9.19), $GI = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.03 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0008$

Количество твердых частиц, сдуваемых с поверхности склада:

Валовый выброс, т/год (9.20), $M2 = 31.5 \cdot K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K6 \cdot W \cdot 10^{-6} \cdot F \cdot S \cdot (1-N) \cdot 1000 = 31.5 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1.45 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 0.1 \cdot 25 \cdot (1-0) \cdot 1000 = 0.685$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (9.22), $G2 = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K6 \cdot W \cdot 10^{-6} \cdot F \cdot S \cdot (1-N) \cdot 1000 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1.45 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 0.1 \cdot 25 \cdot (1-0) \cdot 1000 = 0.02175$

Итого валовый выброс, т/год, $M_ = MI + M2 = 0.012 + 0.685 = 0.697$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G_ = 0.02175$

наблюдается в процессе сдувания

Итого выбросы:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|------------|--------------|
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) | 0.02175 | 0.697 |

Источник загрязнения N 6008, Насос для перекачки дизельного топлива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), **Q = 0.04**

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **N1 = 1**

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NN1 = 1**

Время работы одной единицы оборудования, час/год, **T_ = 4039.2**

Максимальный из разовых выбросов, г/с(8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T_ / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 4039.2) / 1000 = 0.1616$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С);

Расстворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.1616 / 100 = 0.161$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.1616 / 100 = 0.0004525$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0000311 | 0.0004525 |

| | | | |
|------|---|---------|-------|
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108 | 0.161 |
|------|---|---------|-------|

Источник загрязнения N 6009, Цементно-смесительная машина СМН-20

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэффи., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 2**

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэффи., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэффи., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 0.5**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.4**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 120**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, **N = 0**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 125**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MН = 0.03**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 125 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MН \cdot (I-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.03 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0008$

Итого выбросы:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|------------|--------------|
| 2908 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) | 0.0008 | 0.012 |

Источник загрязнения N 6010, Емкость бурового шлама

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.1. При эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов 4 (южная) климатическая зона

Южная зона, области РК: Алматинская, Атырауская, Жамбылская, юг Карагадинской (ранее Жезказганская)

Группа нефтепродуктов: 6 группа

Нефтепродукт: Прочие жидкие нефтепродукты

Производительность закачки, м3/час, **V0 = 1.5**

Объем газовоздушной смеси, м3/с, $VO_ = V0 / 3600 = 1.5 / 3600 = 0.000417$

Максимальная концентрация паров углеводородов, г/м3, **C = 10**

Тип: Резервуары наземные стальные

Емкость резервуаров до 700 м3

Принято нефтепродукта в осенне-зимний период, тонн, **GNOZ = 492.87**

Принято нефтепродуктов в весенне-летний период, тонн, **GNVL = 492.87**

Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ОЗ период, кг/т(табл. 5.15), **N4OZ = 0.12**

Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ВЛ период, кг/т(табл. 5.15), **N4VL = 0.12**

Выбросы углеводородов в ОЗ период, т (ф-ла 5.42), $GOZ = (N4OZ + N3OZ \cdot (SOZ-1)) \cdot GNOZ \cdot 0.001 = (0.12 + 0 \cdot (0-1)) \cdot 492.87 \cdot 0.001 = 0.0591$

Выбросы углеводородов в ВЛ период, т (ф-ла 5.42), $GVL = (N4VL + N3VL \cdot (SVL-1)) \cdot GNVL \cdot 0.001 = (0.12 + 0 \cdot (0-1)) \cdot 492.87 \cdot 0.001 = 0.0594$

Выбросы углеводородов за год, т (ф-ла 5.40), $G = GOZ + GVL = 0.0591 + 0.0591 = 0.1182$

Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.39), $G_ = VO_ \cdot C = 0.000417 \cdot 10 = 0.00417$

Балловый выброс, т/год, **M_ = 0.1092**

Итого:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|-----|-----------------|------------|--------------|
|-----|-----------------|------------|--------------|

| | | | |
|------|--|-----------|------------|
| 2754 | Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0041700 | 0.11820000 |
|------|--|-----------|------------|

Источник загрязнения N 6011, Блок приготовления буровых растворов

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 17$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_ = 4039.2$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 17 = 0.00784$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00784 / 3.6 = 0.002178$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 63.39 / 100 = 0.00138$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ = 0.00138 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02007$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 14.12 / 100 = 0.0003075$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ = 0.0003075 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00447$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000832$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ = 0.0000832 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00121$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000577$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ = 0.0000577 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00084$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000584$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ = 0.0000584 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00085$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 27$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_ = 4039.2$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 27 = 1.05$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.05 / 3.6 = 0.2917$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 63.39 / 100 = 0.185$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ = 0.185 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 2.6901$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 14.12 / 100 = 0.0412$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ = 0.0412 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.599$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 3.82 / 100 = 0.01114$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ = 0.01114 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.16199$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.65 / 100 = 0.00773$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ = 0.00773 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1124$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.68 / 100 = 0.00782$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ = 0.00782 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1137$

Сводная таблица расчетов:

| Оборудов. | Технологич. поток | Общее кол-во, шт. | Время работы, ч/2 |
|-------------------------------|--------------------------|-------------------|-------------------|
| Запорно-регулирующая арматура | Неочищенный нефтяной газ | 17 | 4039.2 |

| | | | |
|--|--------------------------|----|--------|
| (тяжелые углеводороды) | | | |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 27 | 4039.2 |

Итоговая таблица:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0078200 | 0.11455000 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0077300 | 0.11324000 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0412000 | 0.60347000 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0111400 | 0.16320000 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.1850000 | 2.71017000 |

При испытании скважины

Источник загрязнения N 0013. Дизельный двигатель мощностью 485 кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 242

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 485

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 155

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 400

Используемая природоохранныя технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 155 * 485 = 0.655526 \quad (\text{А.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{А.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.655526 / 0.531396731 = 1.233590577 \quad (\text{А.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH ₂ O | БП |
|--------|-----|------|---------|---------|-----|-------------------|---------|
| Б | 3.1 | 3.84 | 0.82857 | 0.14286 | 1.2 | 0.03429 | 3.42E-6 |

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH ₂ O | БП |
|--------|----|-----|---------|---------|-----|-------------------|---------|
| Б | 13 | 16 | 3.42857 | 0.57143 | 5 | 0.14286 | 0.00002 |

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|---|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.413866667 | 3.09760 | 0 | 0.413866667 | 3.0976 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.067253333 | 0.503360 | 0 | 0.067253333 | 0.50336 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.019246417 | 0.138286060 | 0 | 0.019246417 | 0.13828606 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.161666667 | 1.210 | 0 | 0.161666667 | 1.21 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.417638889 | 3.1460 | 0 | 0.417638889 | 3.146 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000461 | 0.000004840 | 0 | 0.000000461 | 0.00000484 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.004619625 | 0.034572120 | 0 | 0.004619625 | 0.03457212 |
| 2754 | Алканы С12-19/в | 0.111626792 | 0.829713940 | 0 | 0.111626792 | 0.82971394 |

| | | | | | | |
|--|---|--|--|--|--|--|
| | пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК- 265П) (10) | | | | | |
|--|---|--|--|--|--|--|

Источник загрязнения N 0014, Дизельгенератор VOLVO мощностью 200 кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 157

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 275

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 275 * 200 = 0.4796 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.4796 / 0.531396731 = 0.902527193 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|-----|------|---------|---------|-----|---------|---------|
| Б | 3.1 | 3.84 | 0.82857 | 0.14286 | 1.2 | 0.03429 | 3.42E-6 |

Таблица значений выбросов q_{pi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|----|-----|---------|---------|-----|---------|---------|
| Б | 13 | 16 | 3.42857 | 0.57143 | 5 | 0.14286 | 0.00002 |

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{pi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|---|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.170666667 | 2.0096 | 0 | 0.170666667 | 2.0096 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.027733333 | 0.32656 | 0 | 0.027733333 | 0.32656 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.007936667 | 0.08971451 | 0 | 0.007936667 | 0.08971451 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангирид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.066666667 | 0.785 | 0 | 0.066666667 | 0.785 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.172222222 | 2.041 | 0 | 0.172222222 | 2.041 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.00000019 | 0.00000314 | 0 | 0.00000019 | 0.00000314 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.001905 | 0.02242902 | 0 | 0.001905 | 0.02242902 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.046031667 | 0.53828549 | 0 | 0.046031667 | 0.53828549 |

Источник загрязнения N 0015, Дизель-генератор резервный мощностью 60 Квт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 36.23
 Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 60
 Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 200
 Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 400
 Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 60 = 0.10464 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.10464 / 0.531396731 = 0.196915024 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|-----|------|-----|-----|-----|------|--------|
| A | 7.2 | 10.3 | 3.6 | 0.7 | 1.1 | 0.15 | 1.3E-5 |

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| A | 30 | 43 | 15 | 3 | 4.5 | 0.6 | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выбросов M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|---|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.137333333 | 1.2463120 | | 0.137333333 | 1.246312 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.022316667 | 0.20252570 | | 0.022316667 | 0.2025257 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.011666667 | 0.108690 | | 0.011666667 | 0.10869 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.018333333 | 0.1630350 | | 0.018333333 | 0.163035 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.12 | 1.08690 | | 0.12 | 1.0869 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000217 | 0.0000019930 | | 0.000000217 | 0.000001993 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0025 | 0.0217380 | | 0.0025 | 0.021738 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.06 | 0.543450 | | 0.06 | 0.54345 |

Источник загрязнения N 0016, Факельная установка

Цех: Испытание

Источник: 0014

Наименование: Факельная установка

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

| Компонент | /%/об. | /%/мас. | Молек.мас. | Плотность |
|-----------------------|--------|------------|------------|-----------|
| Метан(CH4) | 71.03 | 52.2591704 | 16.043 | 0.7162 |
| Этан(C2H6) | 9.69 | 13.3626415 | 30.07 | 1.3424 |
| Пропан(C3H8) | 6.61 | 13.3673591 | 44.097 | 1.9686 |
| Бутан(C4H10) | 2.69 | 7.17039181 | 58.124 | 2.5948 |
| Пентан(C5H12) | 0.32 | 1.05883294 | 72.151 | 3.2210268 |
| Азот(N2) | 6.35 | 8.15858735 | 28.016 | 1.2507 |
| Диоксид углерода(CO2) | 1.64 | 3.31009301 | 44.011 | 1.9648 |

| | | | | |
|------------------|------|------------|--------|--------|
| Сероводород(H2S) | 0.84 | 1.31292365 | 34.082 | 1.5215 |
|------------------|------|------------|--------|--------|

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.8054416**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.74**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{i=1} ; \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.155481$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{3\theta}$, м/с (прил.6):

$$W_{3\theta} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.155481 * (30 + 273) / 21.8054416)^{0.5} = 366.6412876$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.09722**

Скорость истечения смеси W_{ucm} , м/с (3):

$$W_{ucm} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.09722 / (3.141592654 * 0.3^2) = 1.37538165$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.09722 * 0.74 = 71.9428$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ucm}/W_{3\theta} = 0.003751301 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * \frac{N}{i=1} ; \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [neg]_o) * M) = 100 * \frac{N}{i=1} ; \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 21.8054416) =$$

68.37192419

где x_i - число атомов углерода;

$[neg]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **0.83**;

величиной $[neg]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = YB_i * G$$

где YB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

| Код | Примесь | YB г/г | M г/с |
|------|---|--------|-----------|
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный) | 0.02 | 1.4388560 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.003 | 0.2158284 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0005 | 0.0359714 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.002 | 0.1438856 |

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 71.9428000 * (3.67 * 0.9984000 * 68.3719242 + 3.3100930) - 1.4388560 - 0.0359714 - 0.1438856 = 180.9962681$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \frac{N}{i=1} ; \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \frac{N}{i=1} ; \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.064 * x_i / M_s) = 1.235185257$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 1.235185257 * 71.9428 * 0.9984 = 1.774410113$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 1.312923651 * 71.9428 * (1-0.9984) = 0.001511286$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_n , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_n = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 71.03 + 152 * 9.69 + 218 * 6.61 + 283 * 2.69 + 349 * 0.32 + 56 * 0.84 = 9906.915$$

где $[CH4]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.8054416)^{0.5} = 0.224$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, % :

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 1.192429165$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.84 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.192429165) = 10.90694837$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = I + V_o = 1 + 10.90694837 = 11.90694837$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (I-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9906.915 * (1-0.224) * 0.9984) / (11.90694837 * 0.4) = 1641.551796$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500 < T_o < 1800, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (I-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9906.915 * (1-0.224) * 0.9984) / (11.90694837 * 0.39) = 1682.873637$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.09722 * 11.90694837 * (273 + 1682.873637) / 273 = 8.293430951$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ucm}^2 * Ro / d = 0.26 * 1.37538165^2 * 0.74 / 0.3 = 1.213194031$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{phi} , м (18):

$$L_{phi} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.3 * 1.213194031^{0.17} * (8 / 0.3)^{0.59} = 3.743347974$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{phi}-l_a) - h_z = 0.707 * (3.743347974-50)-15 = -4.770345e1$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{phi} + 0.49 * d = 0.14 * 3.743347974 + 0.49 * 0.3 = 0.671068716$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_f^2 = 1.27 * 8.293430951 / 0.671068716^2 = 23.38858604$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8640;

| Код | Примесь | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--|-------------|--------------|
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный) | 1.438856 | 44.75417702 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.2158284 | 6.713126554 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0359714 | 1.118854426 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.1438856 | 4.475417702 |
| 0380 | Диоксид углерода | 180.9962681 | 5629.707923 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни) | 1.774410113 | 55.19125215 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.001511286 | 0.047007054 |

Источник загрязнения N 6012, Емкость для хранения дизельного топлива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, NP = Дизельное топливо

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 217.615$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 217.615$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), ***KNP = 0.0029***

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, ***VI = 50***

Количество резервуаров данного типа, ***NR = 1***

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR = 1***

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM = 0.1***

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR = 0.1***

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI = 0.27***

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент , ***KPSR = 0.1***

Коэффициент, ***KPMAx = 0.1***

Общий объем резервуаров, м³, ***V = 50***

Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR = 0.000783***

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAx · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633***

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAx · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 217.615 + 3.15 · 217.615) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.000903***

Примесь: 2754 Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI = 99.72***

Баловый выброс, т/год (5.2.5), ***M_ = CI · M / 100 = 99.72 · 0.000903 / 100 = 0.0009***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163***

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI = 0.28***

Баловый выброс, т/год (5.2.5), ***M_ = CI · M / 100 = 0.28 · 0.000903 / 100 = 0.00000253***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457***

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--|-------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000000457 | 0.00000253 |
| 2754 | Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.0009 |

Источник загрязнения N 6013, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), ***Q = 0.04***

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NI = 1***

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NNI = 1***

Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***T_ = 3021.6***

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NNI / 3.6 = 0.04 · 1 / 3.6 = 0.01111***

Баловый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · NI · T_) / 1000 = (0.04 · 1 · 3021.6) / 1000 = 0.1209***

Примесь: 2754 Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI = 99.72***

Баловый выброс, т/год (5.2.5), ***M_ = CI · M / 100 = 99.72 · 0.1209 / 100 = 0.1206***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.01111 / 100 = 0.01108***

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI = 0.28***

Баловый выброс, т/год (5.2.5), ***M_ = CI · M / 100 = 0.28 · 0.1209 / 100 = 0.0003385***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.01111 / 100 = 0.0000311***

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0000311 | 0.0003385 |
| 2754 | Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108 | 0.1206 |

Источник загрязнения N 6014, Емкость для нефти

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, ***VV = Выбросы паров нефти и бензинов***

Нефтепродукт, ***NPNAME = Сырая нефть***

Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN = -20***

Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT = 0.13***

KTMIN = 0.13

Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX = 50***

Коэффициент Кт (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $_NAME_$ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $_NAME_$ = Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 100$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $_NAME_$ = А, Б, В

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kрmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAK = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 100$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 13560$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.8$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 13560 / (0.8 \cdot 100) = 169.5$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 1.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 48$

, $P = 48$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 100$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 100 + 45 = 105$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 48 \cdot 105 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 13560 / (10^7 \cdot 0.8) = 0.414$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAK \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 48 \cdot 105 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.01343$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.414 / 100 = 0.3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00973$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.414 / 100 = 0.111$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01343 / 100 = 0.0036$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.414 / 100 = 0.00145$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01343 / 100 = 0.000047$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.414 / 100 = 0.00091$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00002955$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.414 / 100 = 0.000455$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00001477$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.414 / 100 = 0.0002484$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00000806$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|-------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000000806 | 0.0002484 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.00973 | 0.3 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.0036 | 0.111 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.000047 | 0.00145 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00001477 | 0.000455 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00002955 | 0.00091 |

Источник загрязнения N 6015, Устье скважины

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 25$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2712$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 25 = 0.01153$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01153 / 3.6 = 0.0032$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0198$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00441$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00119$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00083$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00084$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2712$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 3 = 0.1166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1166 / 3.6 = 0.0324$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.20054$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0447$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01209$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0084$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0085$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2712$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000178$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000407$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000397$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000011$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000107$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000763$

Баловый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000074$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000772$

Баловый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000075$

Сводная таблица расчетов:

| Оборудов. | Технологич. поток | Общее кол-во, шт. | Время работы, ч/г |
|--|--------------------------|-------------------|-------------------|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 25 | 2712 |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 3 | 2712 |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 18 | 2712 |

Итоговая таблица:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0008680 | 0.0093475 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0008590 | 0.0092374 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0045750 | 0.0491497 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0012380 | 0.0132907 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.0205400 | 0.220518 |

Источник загрязнения N 6016, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2712$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 2 = 0.000922$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Баловый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001584$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

Баловый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000353$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Баловый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000954$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Баловый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000066$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Баловый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000067$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 2712$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 6 = 0.00003456$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00003456 / 3.6 = 0.0000096$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000609$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.00000609 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000594$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 14.12 / 100 = 0.000001356$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.000001356 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000132$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000367$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.000000367 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000036$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000002544$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.0000002544 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000025$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000002573$

Валовый выброс, т/год, $_M = _G \cdot T = 3600 / 10^6 = 0.0000002573 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000025$

Сводная таблица расчетов:

| Оборудов. | Технологич. поток | Общее кол-во, шт. | Время работы, ч/г |
|--|--------------------------|-------------------|-------------------|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 2 | 2712 |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) | Неочищенный нефтяной газ | 6 | 2712 |

Итоговая таблица:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.00000686 | 0.0000695 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.00000678 | 0.0000685 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.00003615 | 0.0003662 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.00000978 | 0.000099 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.0001623 | 0.0016434 |

ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Источник загрязнения N 0001, Дизель генератор «VISAJD250GX» - мощность 250кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 367.92

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 250

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 192

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 192 * 250 = 0.41856 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o\sigma} = G_{o\sigma} / \gamma_{o\sigma} = 0.41856 / 0.531396731 = 0.787660096 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов q_{gi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| Б | 26 | 40 | 12 | 2 | 5 | 0.5 | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выбросов M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{gi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|--|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.533333333 | 11.77344 | 0 | 0.533333333 | 11.77344 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.086666667 | 1.913184 | 0 | 0.086666667 | 1.913184 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.034722222 | 0.73584 | 0 | 0.034722222 | 0.73584 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.083333333 | 1.8396 | 0 | 0.083333333 | 1.8396 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.430555556 | 9.56592 | 0 | 0.430555556 | 9.56592 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000833 | 0.000020236 | 0 | 0.000000833 | 0.000020236 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.008333333 | 0.18396 | 0 | 0.008333333 | 0.18396 |
| 2754 | Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.201388889 | 4.41504 | 0 | 0.201388889 | 4.41504 |

Источник загрязнения N 0002, Дизель генератор «AKSAAJD275» мощность 250 кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 250

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 250

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 192

Температура отработавших газов $T_{o\sigma}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{o\sigma}$, кг/с:

$$G_{o\sigma} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 192 * 250 = 0.41856 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{o\sigma}$, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³ ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{\text{ог}}$, м³/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.41856 / 0.531396731 = 0.787660096 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{\text{ми}}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов $q_{\text{ги}}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| Б | 26 | 40 | 12 | 2 | 5 | 0.5 | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{\text{ми}} * P_{\text{ги}} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\text{ги}} * B_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|--|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.533333333 | 80 | | 0.533333333 | 8 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.086666667 | 1.30 | | 0.086666667 | 1.3 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.034722222 | 0.50 | | 0.034722222 | 0.5 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.083333333 | 1.250 | | 0.083333333 | 1.25 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.430555556 | 6.50 | | 0.430555556 | 6.5 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000833 | 0.000013750 | | 0.000000833 | 0.00001375 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.008333333 | 0.1250 | | 0.008333333 | 0.125 |
| 2754 | Алканы C12-19/в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.201388889 | 30 | | 0.201388889 | 3 |

Источник загрязнения N 0003, Печь подогрева нефти ППНП-1-0,2/6,3-А(Ж)

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Жидкое (мазуты, полугудроны, гудрон, экстракт, крекинг-остаток и др.)

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T_1 = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 250$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Содержание серы в топливе, %, $SR = 0$

Содержание сероводорода в топливе (% по массе), $H2S = 0.118$

Количество выбросов, кг/час (5.1), $M = B \cdot (2 \cdot SR \cdot BB + 1.88 \cdot H2S \cdot (1-BB)) \cdot 0.01 = 250 \cdot (2 \cdot 0 \cdot 0 + 1.88 \cdot 0.118 \cdot (1-0)) \cdot 0.01 = 0.555$

Валовый выброс, т/год, $_M = N \cdot M \cdot _T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.555 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 4.86$
Максимальный из разовых выбросов, г/с, $_G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.555 / 3.6 = 0.1542$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2a), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 250 \cdot 10^{-3} = 0.375$

Валовый выброс, т/год, $_M = N \cdot M \cdot _T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.375 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3.285$
Максимальный из разовых выбросов, г/с, $_G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.375 / 3.6 = 0.1042$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 250 \cdot 10^{-3} = 0.375$

Валовый выброс, т/год, $_M = N \cdot M \cdot _T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.375 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3.285$
Максимальный из разовых выбросов, г/с, $_G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.375 / 3.6 = 0.1042$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.37$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 1.5$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 1.5 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 6280.2$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.37 \cdot 250 / 1 = 10069.5$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение Vср/Vг при заданном коэффиц. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.85$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 10069.5 / 6280.2 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.85 \cdot 10^{-6} = 0.000263$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 250 \cdot 1.37 = 2685.2$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $_VO = VR / 3600 = 2685.2 / 3600 = 0.746$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 2685.2 \cdot 0.000263 = 0.706$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot _T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.706 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 6.18$

Максимальный из разовых выбросов окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.706 / 3.6 = 0.196$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $_M = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 6.18 = 4.94$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $_G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.196 = 0.1568$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $_M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 6.18 = 0.803$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $_G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.196 = 0.0255$

Итого выбросы:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|------------|--------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.1568 | 4.94 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.0255 | 0.803 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.1542 | 4.86 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.1042 | 3.285 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.1042 | 3.285 |

Источник загрязнения N 0004, Печь подогрева нефти ППНП-1-0,2/6,3-А(Ж) (резерв)

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Жидкое (мазуты, полугудроны, гудрон, экстракт, крекинг-остаток и др.)

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 250$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Содержание серы в топливе, %, $SR = 0$

Содержание сероводорода в топливе (% по массе), $H2S = 0.118$

Количество выбросов, кг/час (5.1), $M = B \cdot (2 \cdot SR \cdot BB + 1.88 \cdot H2S \cdot (1-BB)) \cdot 0.01 = 250 \cdot (2 \cdot 0 \cdot 0 + 1.88 \cdot 0.118 \cdot (1-0)) \cdot 0.01 = 0.555$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.555 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 4.86$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.555 / 3.6 = 0.1542$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2a), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 250 \cdot 10^{-3} = 0.375$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.375 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3.285$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.375 / 3.6 = 0.1042$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 250 \cdot 10^{-3} = 0.375$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.375 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3.285$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.375 / 3.6 = 0.1042$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.37$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 1.5$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 1.5 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 6280.2$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.37 \cdot 250 / 1 = 10069.5$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{cг}/V_{г}$ при заданном коэффиц. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.85$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 10069.5 / 6280.2 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.85 \cdot 10^{-6} = 0.000263$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 250 \cdot 1.37 = 2685.2$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 2685.2 / 3600 = 0.746$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 2685.2 \cdot 0.000263 = 0.706$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.706 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 6.18$

Максимальный из разовых выбросов окислов азота, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.706 / 3.6 = 0.196$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 6.18 = 4.94$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.196 = 0.1568$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 6.18 = 0.803$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.196 = 0.0255$

Итого выбросы:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|------------|--------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.1568 | 4.94 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.0255 | 0.803 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.1542 | 4.86 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.1042 | 3.285 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.1042 | 3.285 |

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 200**

Расход топлива, г/с, **BG = 0.25**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Пределная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **AIR = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Пределальное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **SIR = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 150**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 150**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0816**

Коэффиц. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.0816 · (150 / 150)^{0.25} = 0.0816**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 200 · 42.75 · 0.0816 · (1-0) = 0.698**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 0.25 · 42.75 · 0.0816 · (1-0) = 0.000872**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.698 = 0.558**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.000872 = 0.000698**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.698 = 0.0907**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.000872 = 0.0001134**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Серы диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 200 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 200 = 1.176**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G_ = 0.02 · BG · SIR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 0.25 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 0.25 = 0.00147**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q3 = 0.5**

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, **R = 0.65**

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), **CCO = Q3 · R · QR = 0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), **M_ = 0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 200 · 13.9 · (1-0 / 100) = 2.78**

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), **G_ = 0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 0.25 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.003475**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), **F = 0.01**

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), **M_ = BT · AR · F = 200 · 0.025 · 0.01 = 0.05**

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), **G_ = BG · AIR · F = 0.25 · 0.025 · 0.01 = 0.0000625**

Итого:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|------------|--------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.000698 | 0.558 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.0001134 | 0.0907 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.0000625 | 0.05 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.00147 | 1.176 |

| | | | |
|------|---|----------|------|
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.003475 | 2.78 |
|------|---|----------|------|

Источник загрязнения N 0006, Дизель генератор «PDE-275» мощность 275 кВт.

Источник выделения N 003, Дизельгенератор -275 кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 300

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 275

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 187.5

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 187.5 * 275 = 0.449625 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.449625 / 0.531396731 = 0.846119243 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов q_{gi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| Б | 26 | 40 | 12 | 2 | 5 | 0.5 | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{gi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

| Код | Примесь | г/сек без очистки | т/год без очистки | % очистки | г/сек с очисткой | т/год с очисткой |
|------|---|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.586666667 | 9.6 | 0 | 0.586666667 | 9.6 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.095333333 | 1.56 | 0 | 0.095333333 | 1.56 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.038194444 | 0.6 | 0 | 0.038194444 | 0.6 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.091666667 | 1.5 | 0 | 0.091666667 | 1.5 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.473611111 | 7.8 | 0 | 0.473611111 | 7.8 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0.000000917 | 0.0000165 | 0 | 0.000000917 | 0.0000165 |

| | | | | | | |
|------|---|-------------|------|---|-------------|------|
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.009166667 | 0.15 | 0 | 0.009166667 | 0.15 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10) | 0.221527778 | 3.6 | 0 | 0.221527778 | 3.6 |

Источник загрязнения N 6001, Технологические емкости для нефти (4 ед.)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 8**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.39**

KTMIN = 0.39

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67**

KTMAX = 0.67

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 60**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 4**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 4**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmx(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 15**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 15**

Коэффициент, **KPMax = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 240**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 126900**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.83**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 126900 / (0.83 · 240) = 637**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMax = 15**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 135**

, **P = 135**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 100**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 100 + 45 = 105**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB ·**

B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 135 · 105 · (0.67 · 1 + 0.39) · 0.1 · 1.35 · 126900 / (10⁷ · 0.83) = 9.12

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMax · KB ·**

VCMax) / 10⁴ = (0.163 · 135 · 105 · 0.67 · 0.1 · 1 · 15) / 10⁴ = 0.232

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 9.12 / 100 = 6.61**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.232 / 100 = 0.168**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 9.12 / 100 = 2.444**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.232 / 100 = 0.0622**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 9.12 / 100 = 0.0319**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.232 / 100 = 0.000812**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 9.12 / 100 = 0.02006**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.232 / 100 = 0.00051**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 9.12 / 100 = 0.01003$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.232 / 100 = 0.000255$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 9.12 / 100 = 0.00547$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.232 / 100 = 0.0001392$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------------|---|-------------------|---------------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0001392 | 0.00547 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.168 | 6.61 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.0622 | 2.444 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.000812 | 0.0319 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.000255 | 0.01003 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00051 | 0.02006 |

Источник загрязнения N 6002, Насосы нефтепаливного стояка К 45/30(2 ед.)

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.02$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 2$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.02 \cdot 2 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NNI \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 2 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.3504 / 100 = 0.254$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.01111 / 100 = 0.00805$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.3504 / 100 = 0.094$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01111 / 100 = 0.00298$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.3504 / 100 = 0.001226$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000389$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.3504 / 100 = 0.000771$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01111 / 100 = 0.00002444$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.3504 / 100 = 0.0003854$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01111 / 100 = 0.00001222$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.3504 / 100 = 0.0002102$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01111 / 100 = 0.00000667$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------------|------------------------------------|-------------------|---------------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.00000667 | 0.0002102 |

| | | | |
|------|---|------------|-----------|
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.00805 | 0.254 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.00298 | 0.094 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.0000389 | 0.001226 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00001222 | 0.0003854 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00002444 | 0.000771 |

Источник загрязнения N 6003, Насос НБ-50

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки
Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С
Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала
Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.02$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.02 \cdot 1 / 3.6 = 0.00556$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.1752$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1752 / 100 = 0.127$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00403$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1752 / 100 = 0.047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00149$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1752 / 100 = 0.000613$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001946$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0003854$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001223$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0001927$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0001051$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00556 / 100 = 0.000003336$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|-------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000003336 | 0.0001051 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.00403 | 0.127 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.00149 | 0.047 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.00001946 | 0.000613 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00000612 | 0.0001927 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00001223 | 0.0003854 |

Источник загрязнения N 6004, Насос НБ-125 - 2 ед.

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.02$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 2$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $_T = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.02 \cdot 2 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot _T) / 1000 = (0.02 \cdot 2 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.3504 / 100 = 0.254$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.01111 / 100 = 0.00805$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.3504 / 100 = 0.094$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01111 / 100 = 0.00298$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.3504 / 100 = 0.001226$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000389$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.3504 / 100 = 0.000771$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01111 / 100 = 0.00002444$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.3504 / 100 = 0.0003854$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01111 / 100 = 0.00001222$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.3504 / 100 = 0.0002102$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01111 / 100 = 0.00000667$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.00000667 | 0.0002102 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.00805 | 0.254 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 0.00298 | 0.094 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.0000389 | 0.001226 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.00001222 | 0.0003854 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00002444 | 0.000771 |

Источник загрязнения N 6005, Технологические емкости для нефти (5 ед.)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 5.

Вид выброса, $VV = \text{Выбросы паров нефти и бензинов}$

Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 8$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.39$

$KTMIN = 0.39$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$

Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 60$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 4$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 4$

Категория веществ, $NAME = A, B, V$

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmx(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час, $QZ = 15$

Производительность откачки, м3/час, $QOT = 15$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 240$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 126900$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.83$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 126900 / (0.83 \cdot 240) = 637$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 15$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 135$

, $P = 135$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 100$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 100 + 45 = 105$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot$

$B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 135 \cdot 105 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.39) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 126900 / (10^7 \cdot 0.83) = 9.12$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot$

$VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 135 \cdot 105 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 15) / 10^4 = 0.232$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 9.12 / 100 = 6.61$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.232 / 100 = 0.168$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 9.12 / 100 = 2.444$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.232 / 100 = 0.0622$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 9.12 / 100 = 0.0319$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.232 / 100 = 0.000812$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 9.12 / 100 = 0.02006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.232 / 100 = 0.00051$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 9.12 / 100 = 0.01003$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.232 / 100 = 0.000255$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 9.12 / 100 = 0.00547$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.232 / 100 = 0.0001392$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0001392 | 0.00547 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.168 | 6.61 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | 0.0622 | 2.444 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.000812 | 0.0319 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.000255 | 0.01003 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00051 | 0.02006 |

Источник загрязнения N 6006, Центральный резервуар поступления нефти со скважины 72 м3

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п.5.

Вид выброса, VV = Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME$ = Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 8$

Коэффициент Кт (Прил.7), $KT = 0.39$

$KTMIN = 0.39$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26$

Коэффициент Кт (Прил.7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $\text{NAME}_\text{=} = \text{"буферная емкость"}$ (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $\text{NAME}_\text{=} = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 72$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $\text{NAME}_\text{=} = \text{A, B, В}$

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kрmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м³/час, $QZ = 15$

Производительность откачки, м³/час, $QOT = 15$

Коэффициент, $KPMax = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 72$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 126900$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.83$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 126900 / (0.83 \cdot 72) = 2123.5$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMax = 15$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 135$

, $P = 135$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 100$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 100 + 45 = 105$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot$

$B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 135 \cdot 105 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.39) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 126900 / (10^7 \cdot 0.83) = 9.12$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMax \cdot KB \cdot$

$VCMax) / 10^4 = (0.163 \cdot 135 \cdot 105 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 15) / 10^4 = 0.232$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 9.12 / 100 = 6.61$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.232 / 100 = 0.168$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 9.12 / 100 = 2.444$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.232 / 100 = 0.0622$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 9.12 / 100 = 0.0319$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.232 / 100 = 0.000812$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 9.12 / 100 = 0.02006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.232 / 100 = 0.00051$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 9.12 / 100 = 0.01003$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.232 / 100 = 0.000255$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 9.12 / 100 = 0.00547$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.232 / 100 = 0.0001392$

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|---|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0001392 | 0.00547 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.168 | 6.61 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 0.0622 | 2.444 |
| 0602 | Бензол (64) | 0.000812 | 0.0319 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.000255 | 0.01003 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.00051 | 0.02006 |

Источник загрязнения N 6007, Нефтеналивной стояк

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 16 = 0.00738$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00738 / 3.6 = 0.00205$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 63.39 / 100 = 0.0013$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.041$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002895$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0002895 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00913$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000783$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000543$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000543 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001712$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000549$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00173$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 12 = 0.0000691$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000691 / 3.6 = 0.0000192$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001217$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00001217 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000384$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000271$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00000271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000855$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000733$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00000733 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000231$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000509$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00000509 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001605$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000515$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00000515 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001624$

Сводная таблица расчетов:

| Оборудов. | Технологич. поток | Общее кол-во, шт. | Время работы, ч/г |
|--|---------------------------|-------------------|-------------------|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Утечки из легкой жидкости | 16 | 8760 |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) | Утечки из легкой жидкости | 12 | 8760 |

Итоговая таблица:

| Код | Наименование ЗВ | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0000549 | 0.00174624 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0000543 | 0.00172805 |

| | | | |
|------|--|-----------|-----------|
| 0410 | Метан (727*) | 0.0002895 | 0.0092155 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0000783 | 0.0024931 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.0013000 | 0.0413840 |

Источник загрязнения N 6008, Блок дозирование хим.реагентов БДР-2,5/1

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4380$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 27.83 / 100 = 0.00000612$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00000612 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000965$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 14.7 / 100 = 0.000003234$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000003234 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000051$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 7.42 / 100 = 0.000001632$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000001632 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002573$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 9.3 / 100 = 0.000002046$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000002046 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003226$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4380$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.00949$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00949 / 3.6 = 0.002636$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 27.83 / 100 = 0.000734$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000734 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01157$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 14.7 / 100 = 0.0003875$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0003875 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00611$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 7.42 / 100 = 0.0001956$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0001956 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003084$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 9.3 / 100 = 0.000245$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000245 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00386$

Сводная таблица расчетов:

| <i>Оборудов.</i> | <i>Технологич. поток</i> | <i>Общее кол-во, шт.</i> | <i>Время работы, ч/г</i> |
|---|---------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Утечки из легкой жидкости | 4 | 4380 |
| Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды) | Утечки из легкой жидкости | 2 | 4380 |

Итоговая таблица:

| <i>Код</i> | <i>Наименование ЗВ</i> | <i>Выброс г/с</i> | <i>Выброс т/год</i> |
|------------|--------------------------------|-------------------|---------------------|
| 0402 | Бутан (99) | 0.0007340 | 0.0116665 |
| 0403 | Гексан (135) | 0.0002450 | 0.00389226 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0001956 | 0.00310973 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.0003875 | 0.0061610 |

Источник загрязнения N 6009, АЗС

Список литературы:

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

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 15), **C_{MAX} = 2.25**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, **Q_{OZ} = 100**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м3(Прил. 15), **C_{OZ} = 1.19**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м3, **Q_{VL} = 100**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м3(Прил. 15), **C_{VL} = 1.6**

Объем сливающегося нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час, **V_{SL} = 1.5**

Максимальный из разовых выбросов, г/с (9.2.1), **G_R = (C_{MAX} · V_{SL}) / 3600 = (2.25 · 1.5) / 3600 = 0.000938**

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), **M_{ZAK} = (C_{OZ} · Q_{OZ} + C_{VL} · Q_{VL}) · 10⁻⁶ = (1.19 · 100 + 1.6 · 100) · 10⁻⁶ = 0.000279**

Удельный выброс при проливах, г/м3, **J = 50**

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), **M_{PRR} = 0.5 · J · (Q_{OZ} + Q_{VL}) · 10⁻⁶ = 0.5 · 50 · (100 + 100) · 10⁻⁶ = 0.005**

Валовый выброс, т/год (9.2.3), **M_R = M_{ZAK} + M_{PRR} = 0.000279 + 0.005 = 0.00528**

Примесь: 2754 Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_{_} = CI · M / 100 = 99.72 · 0.00528 / 100 = 0.00527**

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), **G_{_} = CI · G / 100 = 99.72 · 0.000938 / 100 = 0.000935**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_{_} = CI · M / 100 = 0.28 · 0.00528 / 100 = 0.00001478**

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), **G_{_} = CI · G / 100 = 0.28 · 0.000938 / 100 = 0.000002626**

| <i>Код</i> | <i>Наименование ЗВ</i> | <i>Выброс г/с</i> | <i>Выброс т/год</i> |
|------------|--|-------------------|---------------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000002626 | 0.00001478 |
| 2754 | Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000935 | 0.00527 |

Источник загрязнения N 6010, Автомобильная сливно-наливная эстакада

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ НА НАЛИВНЫХ ЭСТАКАДАХ (п. 7)

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 100**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 100**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), ***KNP = 0.0029***

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, ***VI = 20***

Количество резервуаров данного типа, ***NR = 1***

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR = 1***

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM = 0.1***

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR = 0.1***

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KP MAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (7.1), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KP MAX \cdot 10^{-6} = (2.36 \cdot 100 + 3.15 \cdot 100) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} = 0.0000551$

Примесь: 2754 Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI = 99.72***

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0000551 / 100 = 0.000055$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI = 0.28***

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0000551 / 100 = 0.0000001543$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

| <i>Код</i> | <i>Наименование ЗВ</i> | <i>Выброс г/с</i> | <i>Выброс т/год</i> |
|-------------------|--|--------------------------|----------------------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000000457 | 0.0000001543 |
| 2754 | Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.000163 | 0.000055 |

Источник загрязнения N 6011 - 6038, Устье скважин (28 ед.)

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q = 0.006588***

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X = 0.07***

Общее количество данного оборудования, шт., ***N = 72***

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_ = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 72 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C = 63.39***

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 63.39 / 100 = 0.00584$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00584 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.184$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C = 14.12***

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 14.12 / 100 = 0.001302$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.001302 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0411$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C = 3.82***

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 3.82 / 100 = 0.000352$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000352 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0111$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C = 2.65***

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 2.65 / 100 = 0.0002443$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002443 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0077$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C = 2.68***

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 2.68 / 100 = 0.000247$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000247 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00779$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости
 Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 36$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 36 = 1.4$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.4 / 3.6 = 0.389$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 63.39 / 100 = 0.2466$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.2466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.78$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 14.12 / 100 = 0.0549$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.73$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 3.82 / 100 = 0.01486$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01486 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.469$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 2.65 / 100 = 0.0103$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0103 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.325$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 2.68 / 100 = 0.01043$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01043 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.329$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
 Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости
 Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 108$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 108 = 0.000622$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000622 / 3.6 = 0.0001728$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001095$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001095 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00345$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000244$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000244 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00077$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000066$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000208$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000458$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000458 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001444$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000463$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000463 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000146$$

Сводная таблица расчетов:

| <i>Оборудов.</i> | <i>Технологич. поток</i> | <i>Общее кол- во, шт.</i> | <i>Время ра- боты, ч/2</i> |
|--|------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды) | Утечки из легкой жидкости | 72 | 8760 |
| Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды) | Утечки из легкой жидкости | 36 | 8760 |
| Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды) | Утечки из легкой жидкости | 108 | 8760 |

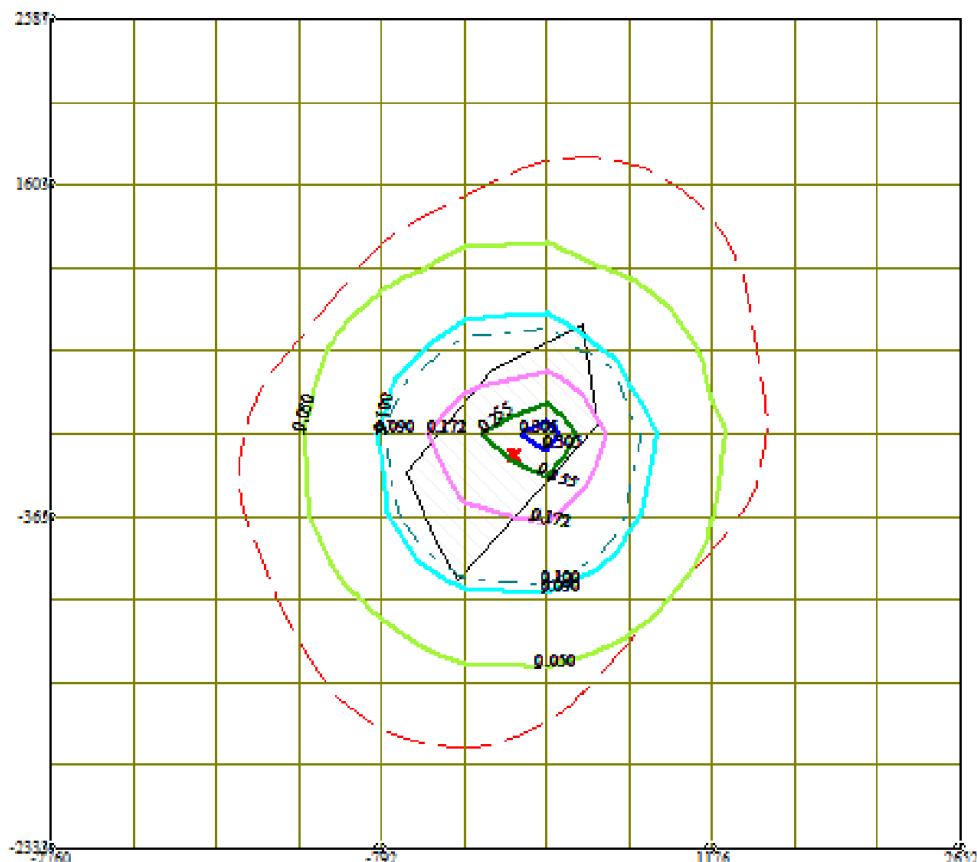
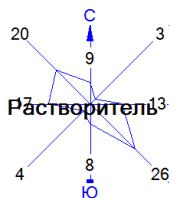
Итоговая таблица:

| <i>Код</i> | <i>Наименование ЗВ</i> | <i>Выброс г/с</i> | <i>Выброс т/год</i> |
|------------|--|-------------------|---------------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.01043 | 0.336936 |
| 0405 | Пентан (450) | 0.0103 | 0.3328444 |
| 0410 | Метан (727*) | 0.0549 | 1.77187 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.01486 | 0.480308 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) | 0.2466 | 7.96745 |

ПРИЛОЖЕНИЕ2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с картой-схемами изолиний

Город : 010 Жылдызский район
 Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель³
 РПК-265П) (10)



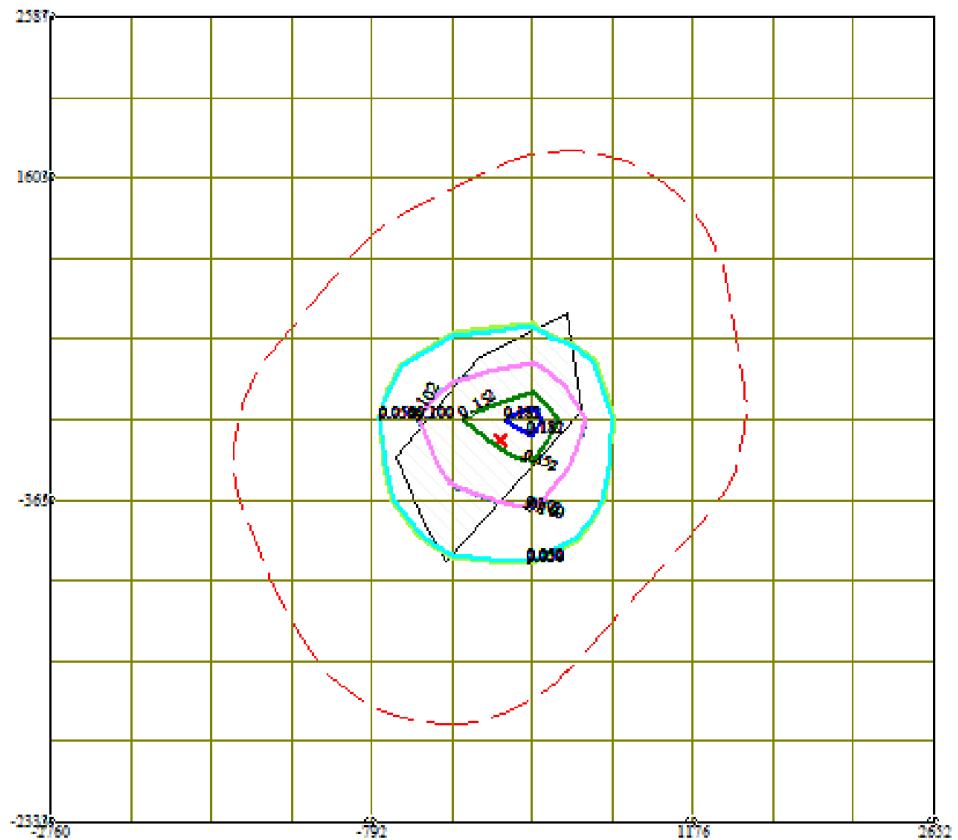
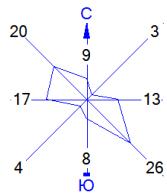
Условные обозначения:
█ Территория предприятия
████ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.050 ПДК
— 0.090 ПДК
— 0.100 ПДК
— 0.172 ПДК
— 0.255 ПДК
— 0.305 ПДК

0 362 1086м.
 Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.3377799 ПДК достигается в точке x= 192 y= 127
 При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
 шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылдызский район
 Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



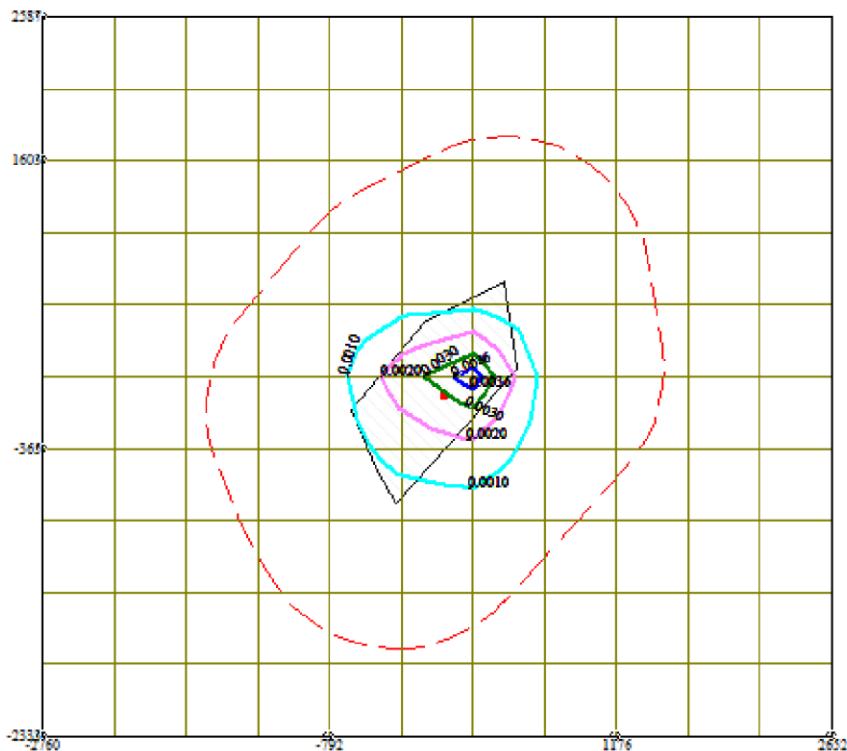
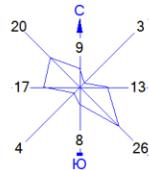
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.052 ПДК
 0.100 ПДК
 0.102 ПДК
 0.152 ПДК
 0.182 ПДК

0 362 1086 м.
 Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.2018013 ПДК достигается в точке x= 192, y= 127
 При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 4.87 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
 шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жыльёйский район
Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
0621 Метилбензол (349)



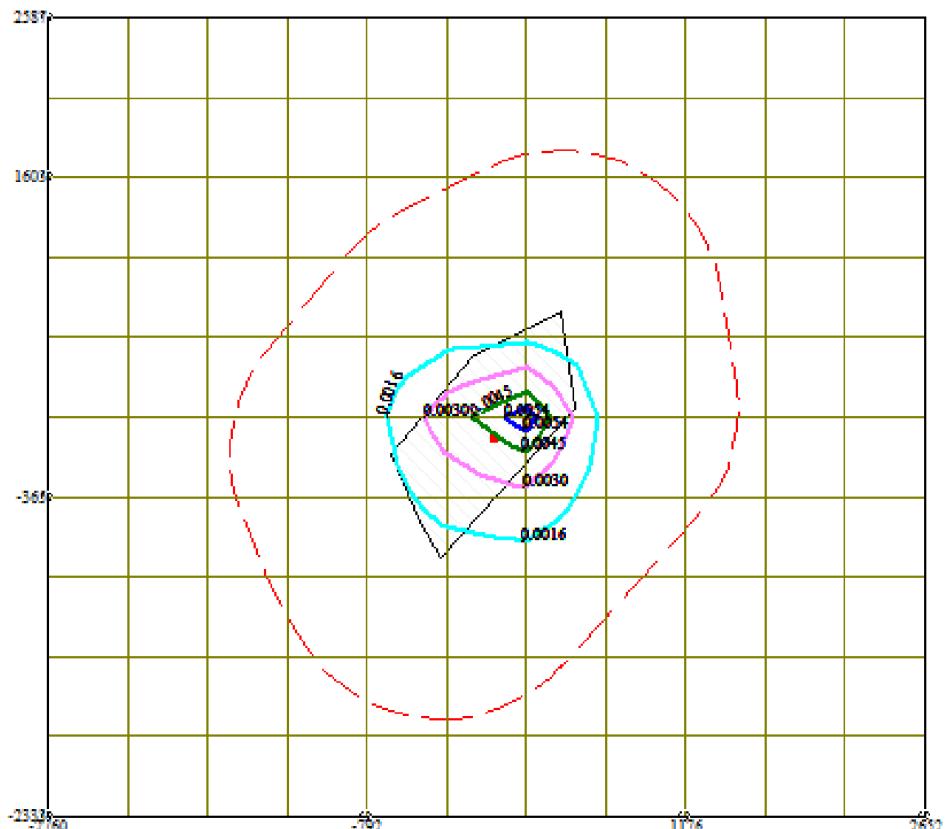
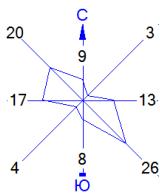
Условные обозначения:
— Территория предприятия
— Санитарно-защитные зоны, группа N 01
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
0.0010 ПДК
0.0020 ПДК
0.0030 ПДК
0.0036 ПДК

0 362 1086 м.
Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.0040011 ПДК достигается в точке x= 192 y= 127
При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 8.72 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12*11
Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылдызский район
 Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



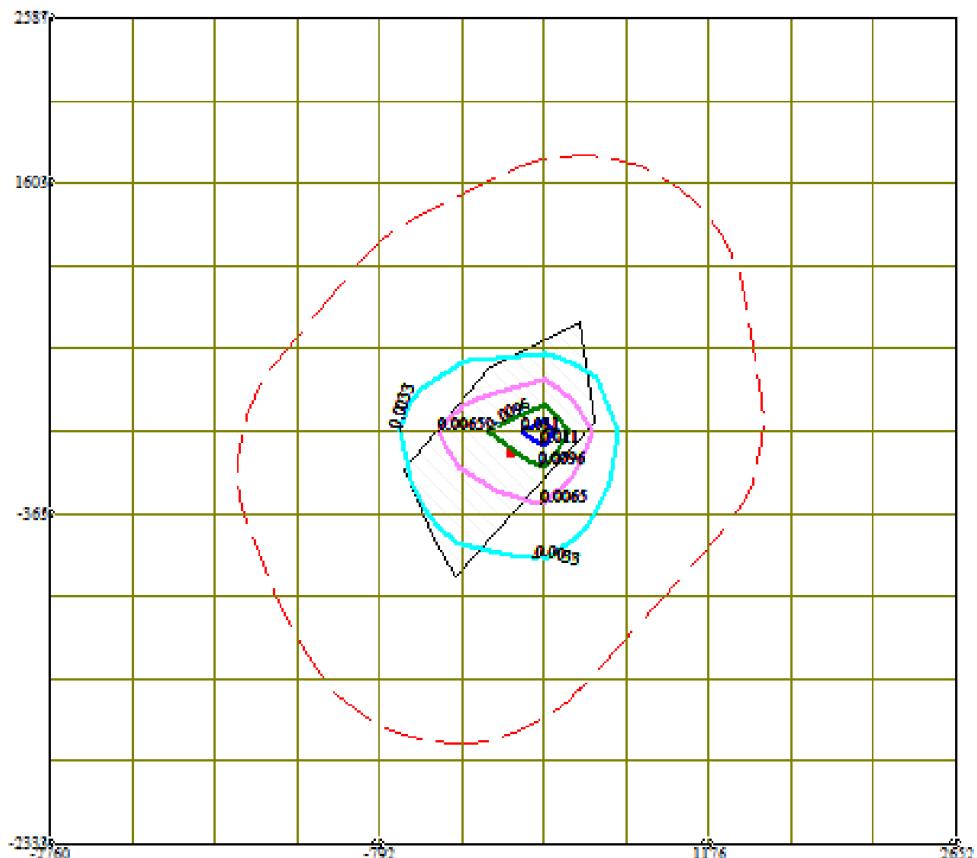
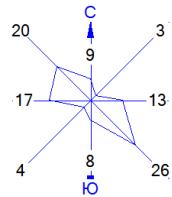
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.0016 ПДК
 0.0030 ПДК
 0.0045 ПДК
 0.0054 ПДК

0 362 1086 м.
 Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.0060017 ПДК достигается в точке x= 192 y= 127
 При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 8.72 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
 шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылдызский район
 Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0602 Бензол (64)



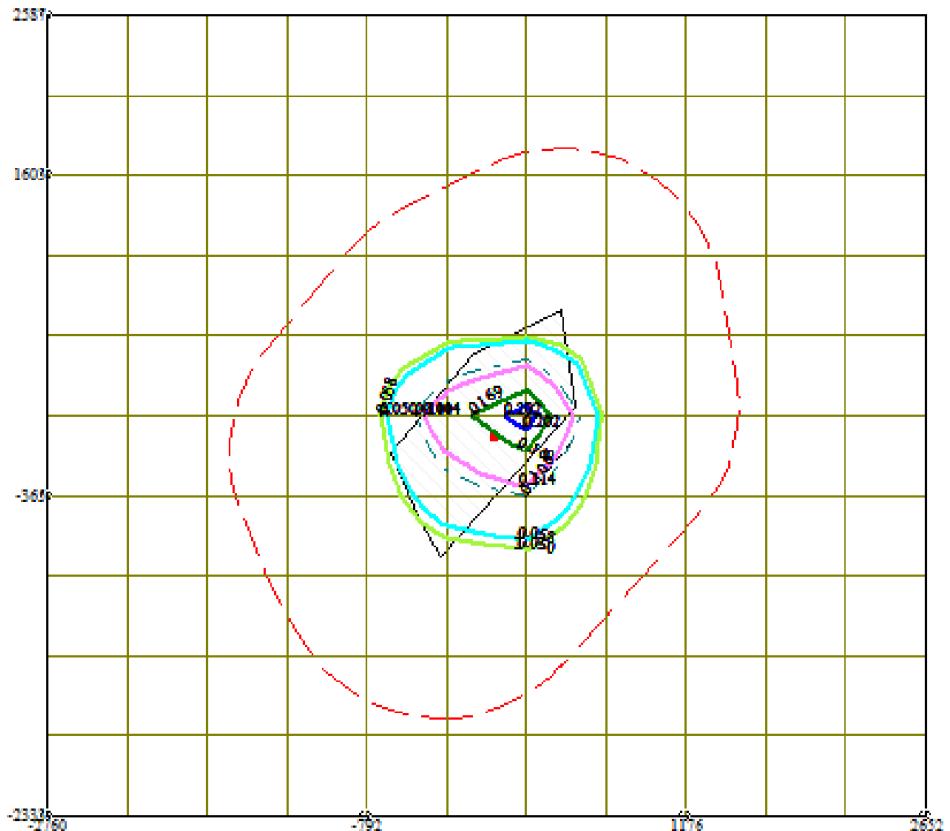
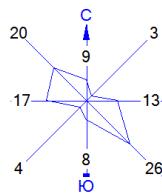
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.0033 ПДК
 0.0065 ПДК
 0.0096 ПДК
 0.011 ПДК

0 362 1086м.
 Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.0127405 ПДК достигается в точке x= 192 y= 127
 При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 8.72 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
 шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылдызский район
 Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)



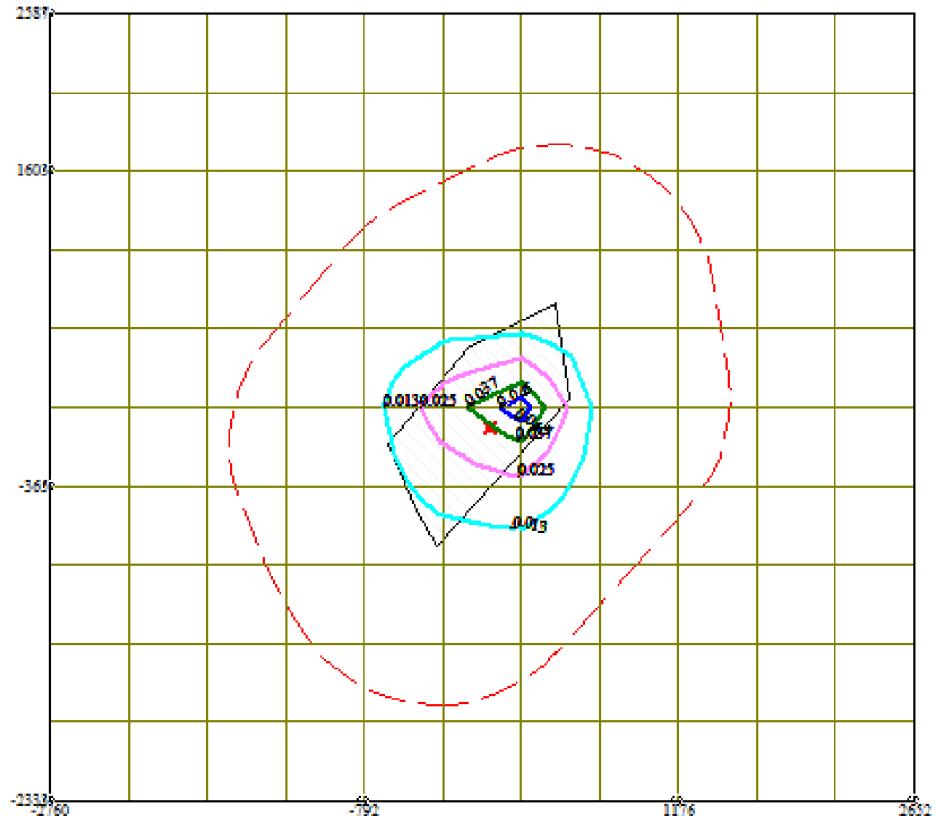
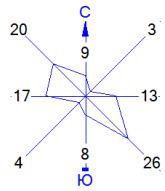
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.058 ПДК
 0.100 ПДК
 0.114 ПДК
 0.169 ПДК
 0.202 ПДК

0 362 1086 м.
 Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.2242132 ПДК достигается в точке x= 192 y= 127
 При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 8.72 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
 шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылдызский район
 Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0410 Метан (727*)



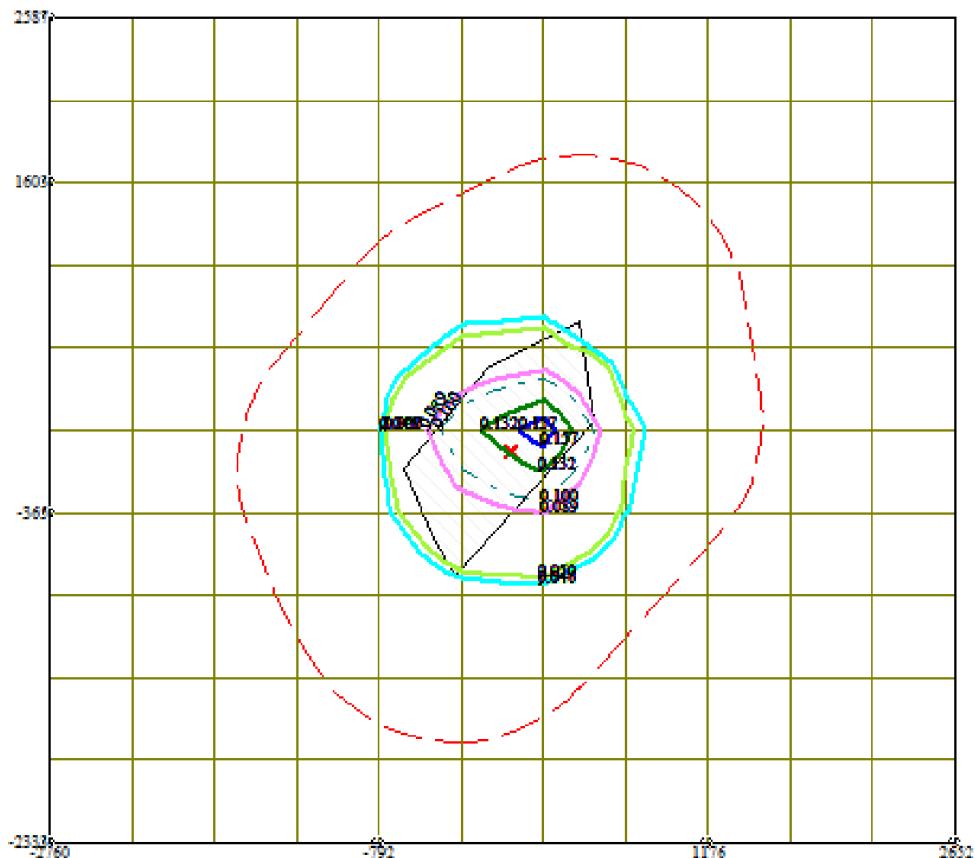
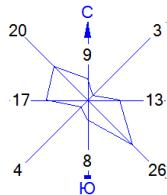
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.013 ПДК
 0.025 ПДК
 0.037 ПДК
 0.045 ПДК

0 362 1086м.
 Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.0493964 ПДК достигается в точке x= 192 y= 127
 При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
 шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылдызский район
 Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



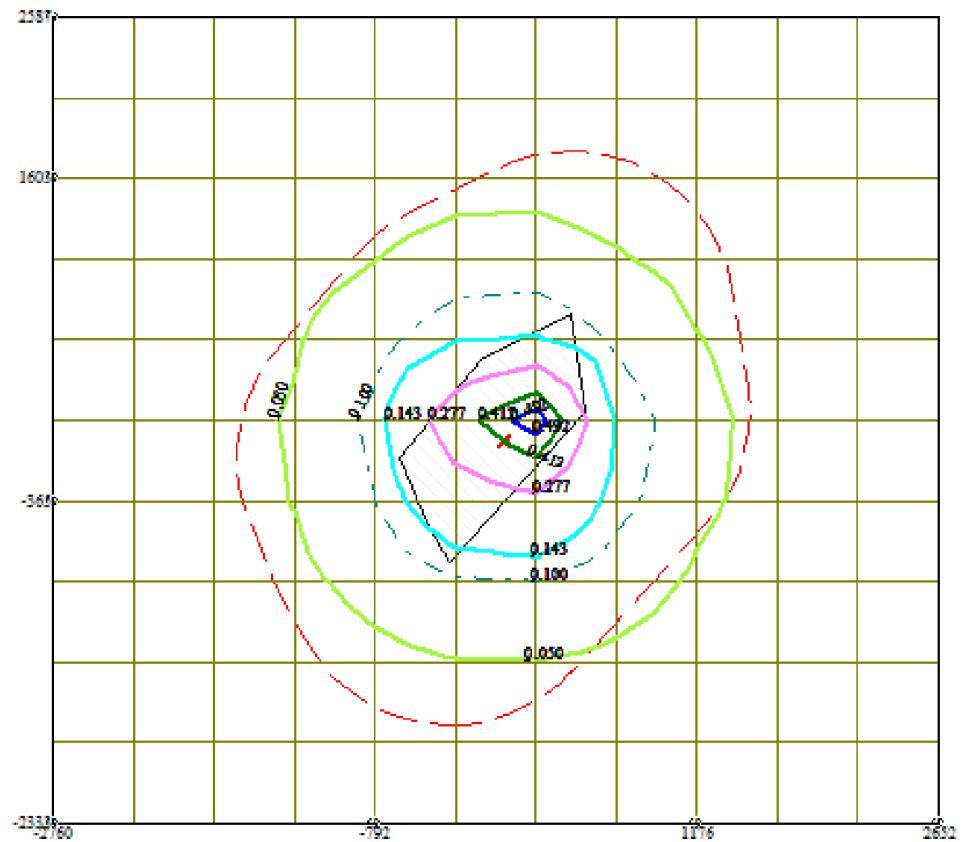
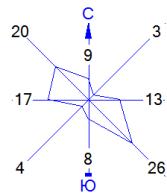
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.046 ПДК
 0.050 ПДК
 0.089 ПДК
 0.100 ПДК
 0.132 ПДК
 0.157 ПДК

0 362 1086м.
 Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.1743971 ПДК достигается в точке x= 192 y= 127
 При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
 шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12'11
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылдызский район
 Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



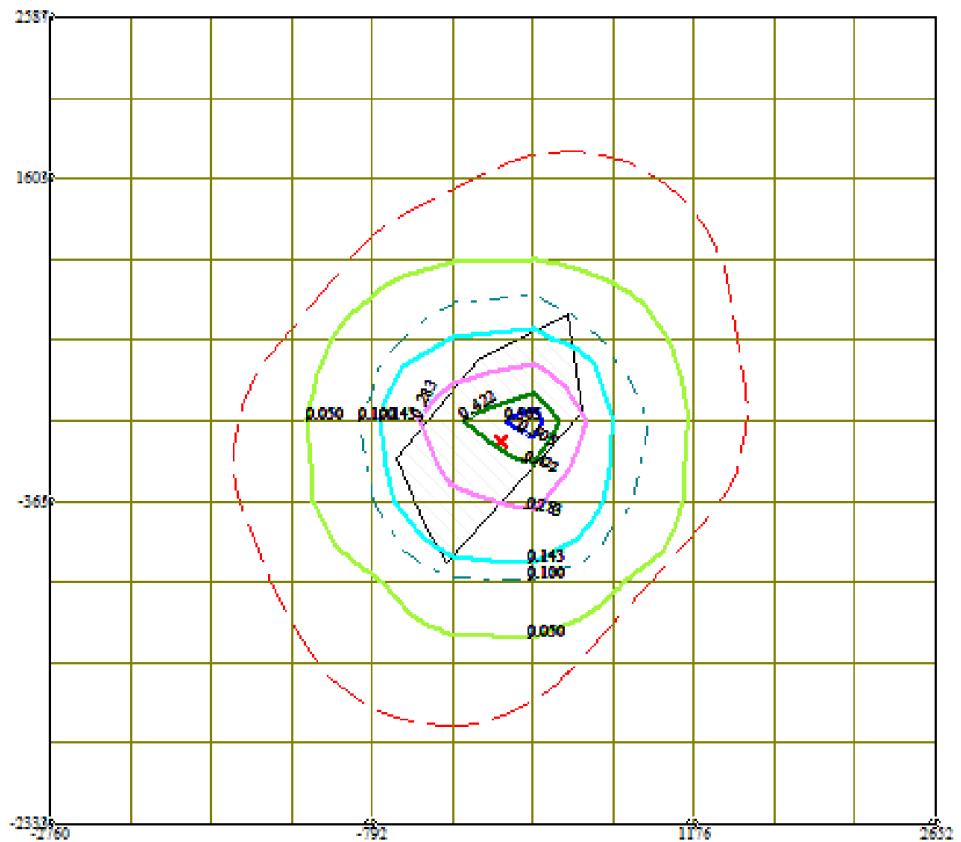
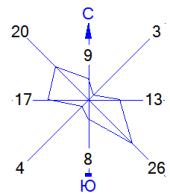
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.143 ПДК
 0.277 ПДК
 0.412 ПДК
 0.492 ПДК

0 362 1086 м.
 Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.5458103 ПДК достигается в точке x= 192 y= 127
 При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
 шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылдызский район
 Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



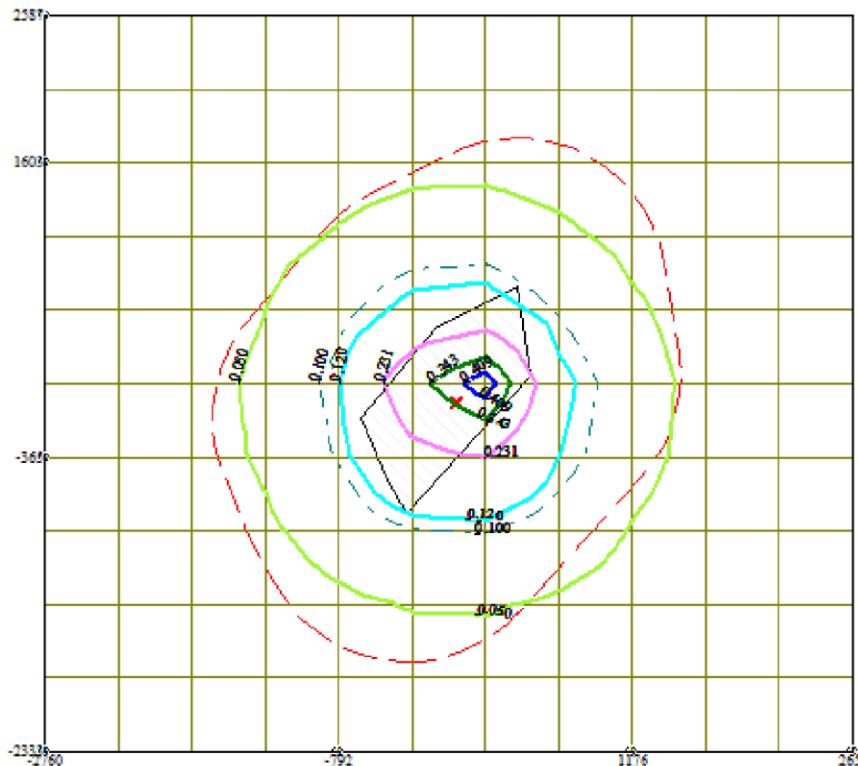
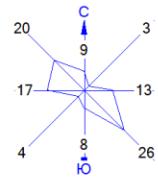
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.143 ПДК
 0.283 ПДК
 0.422 ПДК
 0.505 ПДК

0 362 1086 м.
 Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.5609595 ПДК достигается в точке x= 192 y= 127
 При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 4.87 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
 шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылойский район
 Объект : 0063 Пустынное _разработка_2028 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.120 ПДК
 0.231 ПДК
 0.343 ПДК
 0.409 ПДК

0 362 1086 м.
 Масштаб 1:36200

Макс концентрация 0.4540225 ПДК достигается в точке x= 192 y= 127
 При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5412 м, высота 4920 м,
 шаг расчетной сетки 492 м, количество расчетных точек 12*11
 Расчет на существующее положение.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

06.03.2024

1. Город – Атырауская область
2. Адрес – Казахстан, Атырауская область, в Жылдызском районе

4. Организация, запрашивающая фон –
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Пустынное**
6. Разрабатываемый проект –**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Пустынное**
- 7.Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешенные частицы PM2.5, Взвешенные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Атырауская область, Жылдызский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

**Метеорологическая информация за 2023г. по данным МС Кульсары
Жылойского района Атырауской области**

1. Средняя температура воздуха °C.

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

2. Влажность воздуха в %.

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

3. Атмосферное давление в мм рт.ст.

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

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

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

5. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.

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

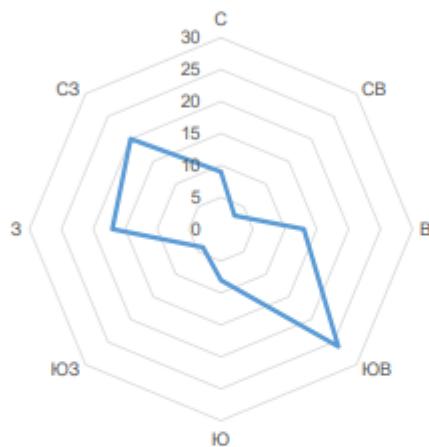
6. Облачность – среднее количество, в баллах и среднее число ясных и пасмурных дней.

| Среднее количество в баллах | | Среднее число дней | | | |
|-----------------------------|--------|--------------------|--------|-----------|--------|
| | | ясных | | пасмурных | |
| Общая | Нижняя | Общая | Нижняя | Общая | Нижняя |
| 4,4 | 2,7 | 6 | 13 | 5 | 3 |

7. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

| C | CB | B | ЮВ | Ю | ЮЗ | З | СЗ | Штиль |
|---|----|----|----|---|----|----|----|-------|
| 9 | 3 | 13 | 26 | 8 | 4 | 17 | 20 | 28 |

8. Роза ветров.





18018253

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

14.07.2007 года01042Р

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспнан Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
улица ГАЛЬМОКАН ХАКИМОВ, дом № 4.,
БИН: 020840001081

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер физика 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

Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель

(уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 14.07.2007Срок действия
лицензииМесто выдачи г.Астана



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01042Р

Дата выдачи лицензии 14.07.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(изменение подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспий Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
улица ФАЛЫМОЖАН ХАКИМОВ, дом № 4, БИН: 020840001081

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))