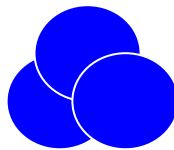


Товарищество с ограниченной ответственностью
«5A OIL (5A ОИЛ)»



**CASPIAN ENERGY
RESEARCH**
OIL AND GAS GEOLOGY AND ENGINEERING

УТВЕРЖДАЮ:
Председатель правления
ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)»
Касенов А.К.
«___» _____ 2023г.



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

к «Проекту разработки месторождения Байчунас Западный»
(по состоянию на 01.05.2023г.)

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2023 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ п.п	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		5
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	7
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.....	7
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий).....	9
1.2.1.	Климатические условия региона.....	10
1.2.2.	Гидрографическая сеть.....	13
1.2.3.	Растительный и животный мир.....	13
1.2.4.	Характеристика геологического строения.....	14
1.2.4.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения.....	14
1.2.4.2.	Тектоника.....	20
1.2.4.3.	Нефтегазоносность.....	25
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям.....	27
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.....	27
1.3.2.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него.....	28
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности.....	28
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.....	30
1.5.1.	Обоснование выделения объектов разработки.....	30
1.5.2.	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	32
1.5.3.	Технологические показатели вариантов разработки.....	33
1.5.4.	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	35
1.5.5.	Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин.....	36
1.5.6.	Требования и рекомендации к системе сбора, транспорта и подготовки нефти.....	40
1.5.7.	Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	43
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.....	45
1.7.	Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности.....	45
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.....	45
1.8.1.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально- экономическую сферу.....	45
1.8.2.	Оценка воздействия на окружающую среду.....	49
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.....	65
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	65
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов.....	69
1.9.3.	Процедура управления отходами.....	76
1.9.4.	Программа управления отходами.....	77
1.9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	77
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.....	79

2.1.	Социально-экономические условия.....	79
2.2.	Социально – экономическое развитие Атырауской области.....	80
2.3.	Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика трудовой деятельности.....	81
2.4.	Санитарно-эпидемиологическое состояние территории.....	81
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.....	83
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	85
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ).....	86
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	86
4.3.	Различная последовательность работ.....	86
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	86
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).....	86
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).....	86
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	86
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....	86
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ.....	87
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	87
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	87
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	87
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	88
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	88
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	89
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	89
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	90
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	90
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	92
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).....	93
6.6.	Сопровождаемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	94
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....	94
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.....	96
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	96
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).....	97
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....	98

9	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ...	100
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	101
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.....	102
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности...	102
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	102
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	103
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.....	103
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	104
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.....	105
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	106
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями...	107
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).....	109
12.1.	Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	109
12.2.	Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....	111
12.3.	Мероприятия по сохранению недр.....	111
12.4.	Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	112
12.5.	Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....	113
12.6.	Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....	114
12.7.	Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	114
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА	116
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.....	117
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	119
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	120
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	121
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	124
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ.....	124
	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	125
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
1.	Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	
2.	Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
3.	Государственная лицензия на природоохранное проектирование	
4.	Письмо о фоновых концентрациях	

ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту разработки месторождения Байчунас Западный» (по состоянию на 01.05.2023г.)» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Объект исследования – система разработки месторождения Байчунас Западный.

Целью настоящего проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Байчунас Западный.

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 РК запасы УВ.

На основе анализа текущего состояния пробной эксплуатации обосновано выделение эксплуатационных объектов месторождения, представлены рекомендуемые научно-исследовательские и производственные мероприятия по совершенствованию системы разработки, с целью повышения эффективности и вовлечения в активную разработку запасов нефти невырабатываемых зон.

Недропользователем месторождения Байчунас Западный является ТОО «5А ОИЛ (5А ОИЛ)» в соответствии с Контрактом №1117 на разведку и добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области, заключенным с Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК 04 марта 2003 года. Срок действия Контракта №1117 – до 04.03.2034 г.

Месторождение Байчунас Западный расположено, примерно, в 80 км к северо-востоку от Атырау и в 30 км к юго-западу от Доссора.

В административном отношении рассматриваемое месторождение Байчунас Западный расположено в Макатском районе Атырауской области Республики Казахстан в пределах листа международной разграфки L-39.

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду. Номер: KZ51VWF00108559 Дата: 19.09.2023 г. с выводом: В заявлении о намечаемой деятельности указано, что намечаемая деятельность по классификации относится к пп. 2.1 Разведка и добыча углеводородов п.2 Недропользование Раздела 2 приложения 1 и заключение о результатах скрининга ранее не было выдано. Согласно п.1 статьи 65 Экологического Кодекса РК для видов деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии), если обязательность проведения оценки воздействия на окружающую среду в отношении такой деятельности или таких объектов установлена в заключении о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности **«Оценка воздействия на окружающую среду» является обязательной.**

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

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

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

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

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

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

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

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

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект разработки месторождения Байчунас Западный»;
- Фондовые материалы и литературные источники.

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

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

Инициатор намечаемой деятельности: **ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)»**
 010017, Республика Казахстан, г.Астана, район «Есиль»,
 улица Дінмұхамед Қонаев, здание №2,
 190940011143,
 КАСЕНОВ АКЖАН КАЙНУЛЛАЕВИЧ,
 kz.almaty88@mail.ru

Разработчик: **ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»**
 ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»
 РК, г. Атырау, ул. Хакимова, 4
 тел.: 8 (7122) 32 09 60; 87019575175
 e-mail: Atyrau@cer.kz
 БИН 020840001081
 АО «Народный Банк Казахстана»
 ИИК KZ686017141000001524
 БИК HSBKKZKX
 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 Байчунас Западный расположено, примерно, в 80 км к северо-востоку от Атырау и в 30 км к юго-западу от Доссора.

В административном отношении рассматриваемое месторождение Байчунас Западный расположено в Макатском районе Атырауской области Республики Казахстан в пределах листа международной разграфки L-39.

Координаты условных точек месторождение Байчунас контур №1:

1. 47°16'07" с.ш., 52°55'49" в.д.
2. 47°16'37" с.ш., 52°56'09" в.д.
3. 47°15'57" с.ш., 52°57'25" в.д.
4. 47°15'46" с.ш., 52°56'38" в.д.

Глубина до подошвы юрских отложений, площадью 1,49 кв.км.

Координаты условных точек м/р Байчунас контур №2:

1. 47°14'07" с.ш., 52°55'16" в.д.
2. 47°14'36" с.ш., 52°55'22" в.д.
3. 47°14'47" с.ш., 52°55'53" в.д.
4. 47°14'51" с.ш., 52°56'47" в.д.
5. 47°14'55" с.ш., 52°57'05" в.д.
6. 47°13'30" с.ш., 52°57'55" в.д.
7. 47°13'05" с.ш., 52°57'55" в.д.
8. 47°13'05" с.ш., 52°57'10" в.д.
9. 47°13'59" с.ш., 52°57'10" в.д.
10. 47°14'00" с.ш., 52°57'10" в.д.
11. 47°13'51" с.ш., 52°57'00" в.д.

Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района - слабо всхолмленная равнина с абсолютными отметками от минус 15 до минус 25 м.

В орогидрографическом отношении местность характеризуется пустынно-степным равнинным рельефом, осложненным многочисленными холмами и грядами.

Для исследуемой территории характерно развитие соров, имеющих различную величину, форму, ориентировку, часто соединяющихся между собой и образующих сложно разветвленную сеть, непроходимую для автотранспорта. Также развиты песчаные массивы - пухляки, слабо закрепленные растительностью. Абсолютные отметки рельефа колеблются от -22 до -17 м.

Климат исследуемого района резко континентальный, с суровой зимой и жарким сухим летом. Годовой перепад температур от +400С летом и -350С зимой. Среднегодовое количество осадков колеблется от 150 до 200 мм в год.

Гидрографическая сеть развита слабо. В северной и южной части блока протекают реки Сагиз и Эмба, сильно мелеющие летом.

Район работ экономически хорошо развит. На его территории находятся разрабатываемые нефтяные месторождения Доссор, Байчунас, Искене и др. Имеются магистральные линии водопровода, нефтепровода, газопровода, проходящие через Доссор, Макат, Кульсары на нефтеперерабатывающие заводы городов Атырау, Самара.

Электроснабжение на месторождении Байчунас Западный осуществляется за счет автономных источников – дизельного электрогенератора (ДЭС).

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

Картограмма геологического отвода на рисунке 2.

Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон представлены на рисунке 2.

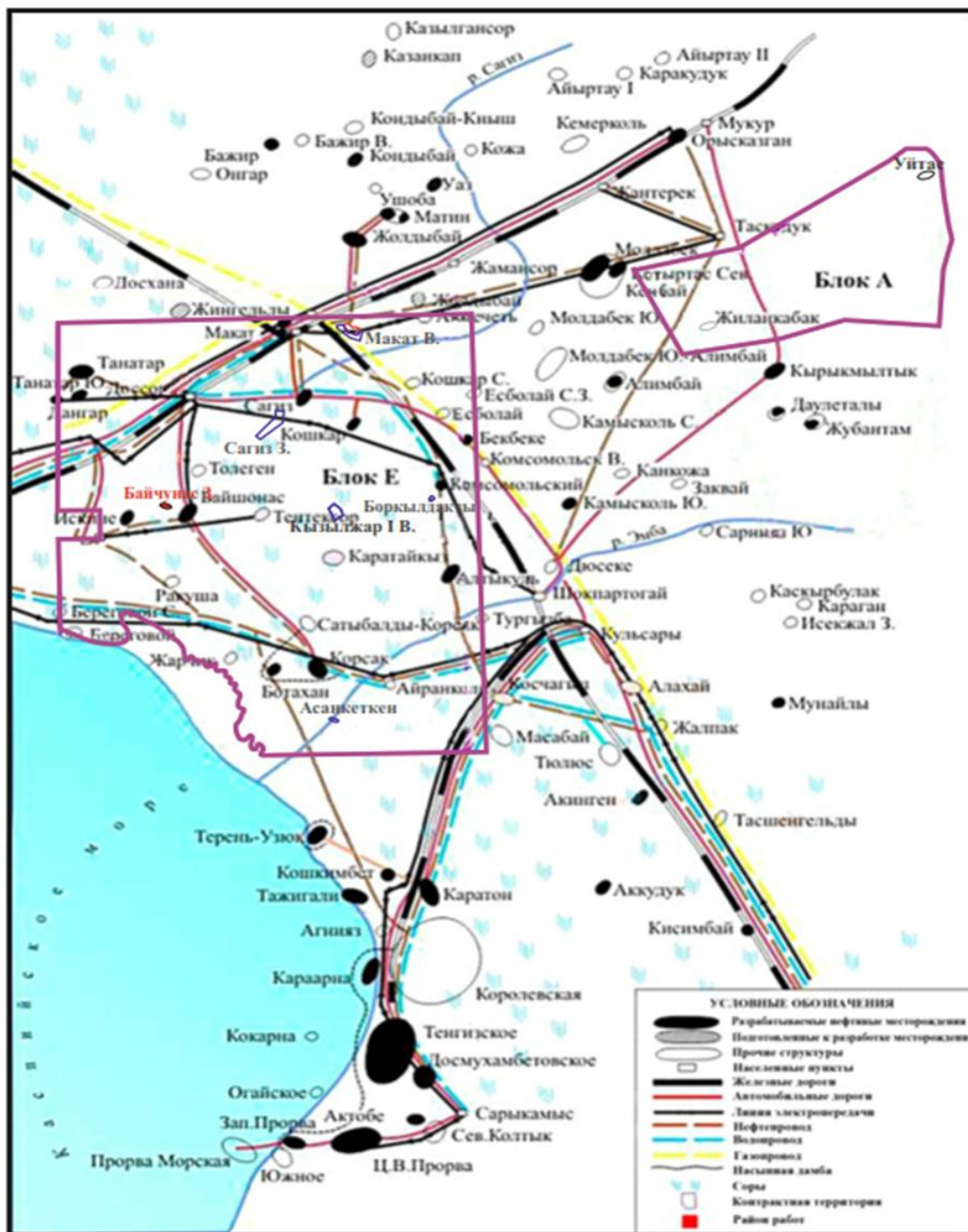
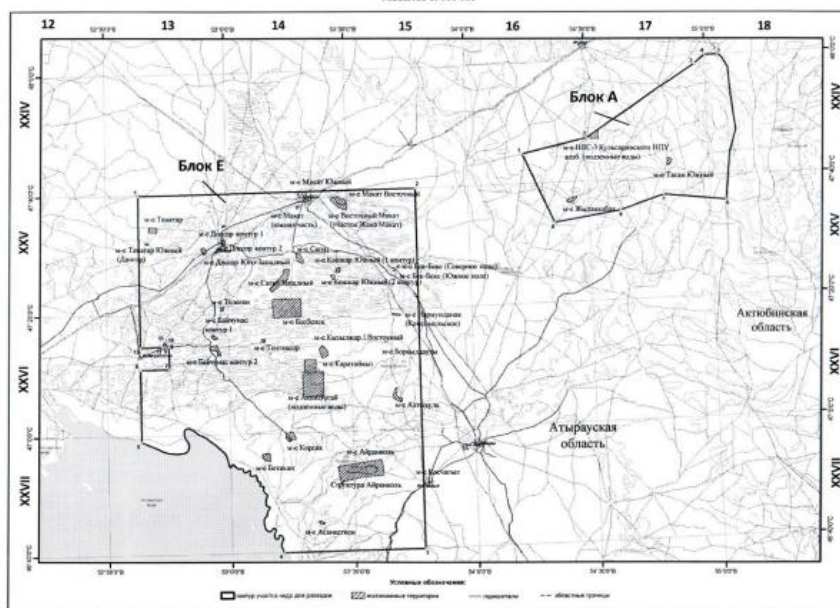


Рисунок 1. Обзорная карта района работ

Картограмма расположения участков недр: Блок А - в пределах блоков XXIV-16(частично), 17(частично), 18(частично); XXV-16(частично), 17(частично), 18(частично);
Блок Е - в пределах блоков XXV-13(частично), 14, 15(частично); XXVI-13(частично), 14, 15(частично); XXVII-13(частично), 14(частично), 15(частично)
Масштаб 1: 800 000



г. Нур-Султан, июль, 2021 г.

Рис. 2. – Картограмма геологического отвода



Рисунок 2. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон

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

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.

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 смещается 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 смещается 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 в ночные 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 колеблется 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

Средние месячная и 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
Число дней с сильными ветрами (больше 15 м/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
Число дней с пыльной бурей												
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 вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей сильно возрастает в слое тумана и уменьшается над ним. При этом растворение сернистого газа в

капле тумана приводит к образованию более токсичной серной кислоты. Так как в тумане возрастает весовая концентрация сернистого газа, то при его окислении может образоваться серной кислоты в 1,5 раза больше.

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

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

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

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

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

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

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

Наименование характеристики	Обозначение характеристики	Числовое значение
1	2	3
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	A	200
Коэффициент рельефа местности	η	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °C	T _{нар(ж)}	34,5
Средняя температура наиболее холодного месяца года, °C	T _{нар(х)}	-11
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%	U*	5,8
Роза направлений ветра (восьмирумбовая), %		
Румбы	среднегодовая	
С	11	
СВ	11	
В	26	
ЮВ	12	
Ю	9	
ЮЗ	8	
З	13	
СЗ	10	
Штиль	13	

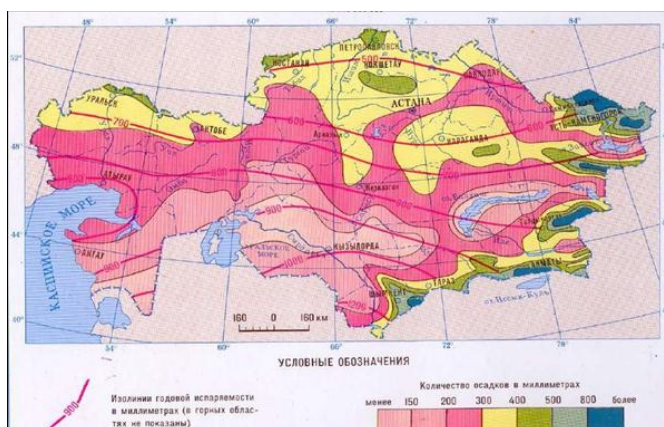


Рисунок 4 - Климатическая карта

Характеристика современного состояния воздушной среды

Согласно справки Филиала РГП «Казгидромет» по Атырауской области в районе проведения работ не ведется наблюдения за содержанием загрязняющих веществ в атмосферном воздухе из-за отсутствия стационарного поста. Постоянное наблюдение за содержанием загрязняющих веществ в атмосферном воздухе ведутся только на расстоянии 5,0 км стационарного поста города и/или областного центра, участок работ находится 80 км к северо-востоку от Атырау, и детализация фона по направлениям ветра нецелесообразна.

1.2.2. Гидрографическая сеть

Гидрографическая сеть описываемого района относится к бассейну Каспийского моря и образует постоянные, пересыхающие и временные водотоки. Современная речная сеть с постоянным поверхностным стоком очень редка при сравнительно большой густоте овражной сети с временным стоком. Гидрографическая сеть в целом была сформирована в дочетвертичное и древнечетвертичное время (в период каспийских трансгрессий).

Основными источниками питания рек являются талые снеговые воды, вследствие чего большая часть годового стока (65-93%), а нередко весь его объем (временные водотоки) приходится на весенний период. Ввиду относительно небольшого углубления русла рек, доля подземного питания их незначительна – не более 5-10% годового стока. Подземный сток играет существенную роль в жизни рек: зимой, летом и иногда осенью он является единственным источником питания рек. Зимой эти воды расходуются на льдообразование.

На территории участка часто встречаются соровые понижения линейного и блюдцеобразного типа, расположенные между песчаными грядами. В весенний период, при поднятии уровня грунтовых вод, соры наполняются водой. В летний период, за счет температурного режима испаряемость максимальная, соры, в большинстве случаев, пересыхают. Уровень воды в сорах определяется исключительно местными условиями формирования. На территории имеются временные водотоки, которые в меженный период полностью пересыхают.

Воздействие на подземные воды не предполагается.

1.2.3. Растительный и животный мир

Растительность Атырауской области развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почв. Все это определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь северного полушария.

Видовой состав пастбищ в основном представлен двумя жизненными формами: травянистыми растениями и полукустарниками.

В северо-западной части района по равнине на бурых почвах различного механического состава и степени засоления, а также на солонках пустынно-степных формируются белоземельнополюнные пастбища. Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополюнно - солянковыми, кокпеково - чернополюнными, еркеково – серополюнно - мятликовыми пастбищами. Группа белоземельнополюнных пастбищ представлена белоземельнополюнным, белоземельнополюнно-злаковым, белоземельнополюнно-солянковым

типами.

Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновые злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). В ранневесеннюю пору наблюдается массовое произрастание мятлики луковичного, костра кровельного, мортука восточного, бурачка пустынного.

Небольшими пятнами по межбугровым понижениям формируются эфемерные (Косте кровельный) и разнотравные (тысячелистник мелкоцветковый, сирения стручковая, василек красивый) типы пастбищных угодий.

Незначительное распространение получили биюргуновые, лерхианово-полынные, еркековые пастбища. Формируются по понижениям, пологосклоновым буграм. Субдоминирует костер кровельный, кияк, шагыр. Данные пастбища самостоятельных массивов не образуют, встречаются в комплексе друг с другом, а также с шагыровыми, кияковыми, жузгуновыми типами пастбищных угодий.

На пастбищных угодьях наблюдается общая тенденция к депрессии растительного покрова под влиянием интенсивного использования. Постоянный бессистемный выпас скота вблизи зимовок, источников водопоя значительно ухудшает кормовые качества пастбищ, резко снижает их продуктивность, приводит к засорению вредными и непоедаемыми, а также ядовитыми травами (адраспан, молочай). По понижениям приморской равнины на аллювиально-луговых почвах формируются солянковые (солянка натронная, свёда высокая, солянка Паульсена), кустарниковые. Встречаются в комплексе друг с другом. Группа кустарниковых пастбищ представлена тамарисково - ажрековым, тамарисково - солянковым и тамарисково - полынным типами.

Область знаменита как уникальный поставщик рыбы осетровых пород и черной икры, а также как одна из животноводческих областей Казахстана.

При анализе современного состояния животного мира выделяются участки различной степени нарушенности состояния природной среды. Площадка расположения комплекса является сильно преобразованной. Фаунистические сообщества рассматриваемой территории длительное время подвергались антропогенному воздействию (нефтедобыча и перевыпас скота).

Учитывая, что площадь, занимаемая рассматриваемым объектом небольшая, на данном участке могут наблюдаться лишь представители синантропной фауны и случайно попавшие животные, характеристика животного мира приводится по прилежащим территориям (Урало-Эмбинское междуречье).

Фаунистический комплекс северного и северо-восточного побережья Каспийского моря носит ярко выраженный пустынный характер. Следует учитывать, что из-за небольшой площади рассматриваемой территории приведенный видовой состав животных может отклоняться от фактического и периодически изменяться. Местообитания представляют собой солончаковую пустыню с сильно разреженной растительностью и обширными сорами.

Млекопитающие рассматриваемой территории представлены более чем 40 видами. Преобладающее положение занимают мелкие грызуны (фоновые виды), причём численность многих из них здесь не высокая, за исключением песчанок. По всей территории северного и восточного Каспия встречается ушастый ёж - типичный обитатель пустынь.

Наиболее распространенными видами из рукокрылых являются усатая ночница, поздний кожан, двухцветный кожан.

Хищные млекопитающие представлены следующими видами: лисица обитает повсеместно в варидных, мезофильных и в пойменных ландшафтах, корсак селиться в открытых ландшафтах, обычен для территории между Уралом и Эмбой, ласка, горностай и степной хорь - виды, предпочитающие пойменные участки Урала и прибрежную зону Каспия. Степная кошка встречается от поймы Урала и далее на восток. Домовая мышь и серая крыса встречаются в районе жилых посёлков, в бытовых строениях. Заяц русак встречается к западу от Эмбы.

Большая территория исследуемого участка антропогенно преобразована за счет проведения строительных и буровых работ, густой транспортной сетью.

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

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

1.2.4. Характеристика геологического строения

1.2.4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

На месторождении Байчунас Западный наиболее древними вскрытыми отложениями являются отложения кунгурского яруса нижней перми на глубину 1485,0 м в скважине БЧЗ-3.

Характеристика разреза осадочных отложений месторождения приводится на основании комплекса ГИС, проведенного в пробуренных скважинах, описания шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-3, БЧЗ-2, также лабораторных исследований кернового материала скважин БЧЗ-2 и БЧЗ-6.

Палинологическое изучение образцов керна проведено в скважинах БЧЗ-2, БЧЗ-6, изучение образцов шлама проведено в скважинах БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4.

При выделении стратиграфических комплексов в разрезах новых скважин (БЧЗ-4, БЧЗ-6) за основу приняты стратиграфические разбивки ранее пробуренных скважин.

Пермская система – Р

Пермская система представлена нижним отделом – кунгурским ярусом.

Нижний отдел – Р₁

Кунгурский ярус - Р_{1к}

Наиболее древними отложениями, вскрытыми бурением, являются соленосные отложения нижней перми. По описанию шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-3 отложения кунгура представлены ангидритами белыми, грязно-белыми, темно-белыми, плотными, криптокристаллическими, мягкими, от аморфного до субглыбистого, субмассивными.

Толщина кунгурского яруса изменяется от 19,0 м (БЧЗ-1) до 38,5 м (БЧЗ-3). В кровле яруса прослеживается отражающий горизонт VI.

Триасовая система – Т

По описанию керна из скважины БЧЗ-2 и шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3 триасовые отложения представлены известняками, песчаниками, глинами, аргиллитами, алевролитами.

Песчаники светло-серые, темно-серые, светло-коричневато-серые, коричнево-буроватые, алевролитистые, известковистые, местами слабоизвестковистые, мелкозернистые, участками тонкозернистые и грубозернистые, полупрозрачные, рыхлые до твердого, местами очень твердые, очень мелкозернистые до среднезернистого, местами крупнозернистые, полу угловатые до полу окатанного, известковый цемент, местами градуирующий до песчаного известняка, участками илистые, кварцевые, слюдистые, с включениями пирита, заглинизированные, полимиктовые, слабой крепости, с прослойками и линзоподобными прослойками глин известняковой, серовато-зеленоватой. Обильные включения углефицированных растительных остатков, пирита.

Известняки алевроито-песчанистые, доломитовые, серые, светло-серые, светло-коричневые, грязно-белые, от мягких до умеренно твердых, полуглыбовые до полуплитчатых, глинистые, тонкозернистые, пелитоморфные, слоистые, крепкие, твердые, плотные, скрыто-микроструктурные, средней крепости, плитчатые, ломкие, местами комковатые, участками загрязнены глинистым материалом, рыхлые, мелоподобные, участками глинистые (мадстоун), с включениями прослоек и линзочек пирита, углефицированных растительных остатков, обильные включения окатышей глины, гальки песчаника, пирита, углефицированных растительных остатков.

Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, буро-коричневые, коричневые, темно-серые, мягкие, комковатые, липкие, изредка средней крепости, массивные, пластичные, известковистые, известковые, алевролитистые, массивные, карбонатные, плотные, с включениями метаморфоз пирита, прослойками и линзоподобными алевролитистыми, мелкозернистыми, известковистыми песчаниками.

Аргиллиты красновато-коричневые, светло-коричневые, светло-зеленовато-серые, светло-серые, песчанистые, вязкие, известковистые, местами слабоизвестковистые, от плотного до умеренно твердого, массивные, местами илистые.

Алевролиты светло-серые, серые, мягкие, локально слабо крепкие, рыхлые, карбонатные, песчанистые и переходящие в тонкозернистые песчаники.

Палинологические анализы в шламах определены в скважинах БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4. По результатам анализа в шламах в этих скважинах встречены споры и пыльца: споры представлены значительными *Cyathidites* spp., *Osmunda* spp., *Densoisporites* aff. *nejburgii* (Schulz) Balme, *D. playfordi* Balme, *Aratrisporites* *scabratus* Kl., *Carnisporites* sp., *Nevesisporites* *limatulus* Playf., *Rewanispora* cf. *foveolata* de Jers., *Zebrasporites* *fimbriatus* Klaus, *Anapiculatisporites* *telephorus* (Pautsch) Klaus, *Cyclotriletes* sp., *Punctatisporites* sp. *Cyathidites*, *Osmunda*, *Toroisporis*, *Duplexisporites*, единичными встречаются *Matonia* *triassica* K.-M., *Aratrisporites* *scabratus* Kl., *Verrucosisporites* *caucasicus* Jar., *Rewanispora* cf. *foveolata* de Jers., *Punctatisporites* sp., *Duplexisporites* *problematicus* (Coup.) Pl. et. Dettm., *Duplexisporites* *gyratus* Playf. & Dettm., *Toroisporis* *vulgaris* (Mal.) Barch., *Densoisporites* *crassus* Tralau, *Densoisporites* aff. *nejburgii* (Schulz) Balme, *D. playfordi* Balme, *Densoisporites* sp. *Leiotriletes* *rotundus* Naum., *Cyclotriletes* sp., *Lundbladispore* *willmotti* Balme, *Verrucosisporites* sp., *Apiculatisporites* sp.,

Camptotriletes tenellus Naum. et Il., *Marattisporites* sp., *Krauselisporites* sp., *Concentricisporites* sp. и др. В составе пыльцы определены *Klausipollenites* sp., *Falcisporites stabilis* Balme, *Alisporites australis* de Jers., *Perinopollenites elatoides* Coup., *Voltziaceasporites* sp., *Falcisporites* sp., *Platysaccus* sp., *Minutosaccus schizaetus* Madl., *Colpectopollis* sp., *Colpectopollis ellipsoideus* Klaus, *Sulcatisporites krauselii* madl, *Microcachryidites* sp. и более молодые пыльцевые зерна, в небольшом количестве – *Voltziaceasporites heteromorpha* Kl., *Falcisporites* sp., *Minutosaccus* sp., *Cordaitina* sp., *Classopollis* sp., *Quadraeculina limbata* Mal., *Taeniaesporites* sp., *Patinasporites* sp и др.

Толщина триасовых отложений изменяется от 175 м (БЧЗ-6) до 506 м (БЧЗ-4). К триасовым отложениям приурочены горизонты Т-I, Т-II, Т-III. В кровле горизонтов Т-II и Т-III прослеживаются отражающие горизонты Т-II и Т-III.

Юрская система – J

Отложения юрской системы вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел - J₁

По описанию керна из скважины БЧЗ-6 и шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3 литологически отложения нижней юры сложены песчаниками, известняками, глинами, алевролитами.

Песчаники светло-серыми, зеленовато-серыми, полупрозрачные до прозрачного, мелко-тонкозернистые, слабоцементированные, местами глинистые, средне-сцементированные, местами рыхлые, в интервале 1205,1-1205,65 м состоит из глинистых прослоек и обломков разных размеров в виде брекчий темно-серого и зеленого цвета, с включением углефицированных остатков, слюды, редко хлорит и обломков кремнистого материала.

Глины темно-серые, слюдистые, некарбонатные, пластичные, от плотного до неплотного, массивные, однородные, вязкие, липкие, трещиноватые механического происхождения, трещины беспорядочные, плитчатые с небольшими горизонтальными тонкими слоями алевролитового и песчанистого материала, с прослойками светло-серых, тонко-мелкозернистых, крепко сцементированных песчаников. Обильные скопления углефицированных и слюдистых материалов прослеживаются по наслоению песчаника.

Известняки темно-белые до светло-серых, мягкие, изредка твердые, аморфные, кварцево-полевошпатовые, карбонатные, местами глинистые, с прослойками угля черного, коричневатого, массивного стекловидного, известкового.

Алевролиты светло-серые, серые, реже темно-серые, мягкие, локально слабо крепкие, рыхлые, песчанистые и переходящие в тонкозернистые песчаники, с вкраплениями углефицированного материала, карбонатные.

По результатам палинологического анализа керна из скважины БЧЗ-6, в образце из глубины 1206,7 м получен палинокомплекс с преобладанием спор над пыльцой голосеменных растений. В споровом спектре доминируют цистейные папоротники с видами *Cyathidites* sp., *C. minor* Coup., *C. australis* Coup., *C. hausmanioides* Kuz. Присутствуют и другие трилетные *Toroisporis solutionis* Krutz., *T. vulgaris* (Mal.) Barch. var. *auriculatus* Barch., *Adiantum* sp., *Plicifera delicata* Bolch., *Gleicheniidites laetus* (Bolch.) Bolch. Значительны *Equisetites variabilis* Vinogr., *E. microrugosus* (Naum.) Verb., *Densoisporites* sp., *Lycopodiumsporites marginatus* Singh., *L. rotundum* K.-M., *Duplexisporites anagrammensis* (K.-M.) Sem., *Osmundacidites jurassicus* (K.-M.) Kuz. Редки *Klukisporites variegatus* Coup., *Aletes striatus* Sach. et Iljina, *Hymenophyllum lanaensis* Bolch., *Pteridium* cf. *solidum* Bolch., *Chomotriletes* sp. и др. В пыльцевом спектре двухмешковые хвойные: *Pinuspollentes* sp., *P. divulgata* (Bolch.) Petr., *P. cf. textilis* Bolch., *Pseudopinus pectinella* (Mal.) Bolch., *Piceapollenites variabilis* (Mal.) Petr., *Pic. mesophyticus* (Bolch.) Petr., *Podocarpus multesimus* (Bolch.) Poc., *Cedruites* sp. и др. Среди безмешковых наличествуют *Cupressacites* sp., *Agerella conferta* f. *typica* Mal., *Perinopollenites elatoides* Coup., *Asaccites* sp., *Sciadopitys mesozoicus* (Coup.) Sauer et Mtsched., *Chasmatosporites apertus* (Rog.) Nils., *Inaperturopollenites dubius* (Pot. et Ven.) Thom. et Pfl., *Classopollis minor* Poc. et Jans., *Cl. classsoides* (Pfl.) Poc. et Jans. Единичны гинкговые и цикадофиты. В образце из глубин 1195 м, 1201,8 м выделен палинокомплекс схожий по составу, с превалированием спор папоротниковых. Среди спор семейство *Cyathecaceae*, трехлулевые *Toroisporis solutionis* Krutz., *T. minortorus* Krut., *Auritulasporites mortoni* (Jer.) Barch., *Dictyophyllidites harrisii* Coup., *Gleicheniidites laetus* (Bolch.) Bolch. Имеют значение *Duplexisporites anagrammensis* (K.-M.) Sem., *Selaginella kemensis* Chl., *S. utrigera* Bolch., *Equisetites rotundiformis* (Mal.) Bolch. Отмечено присутствие осmundовых и папоротников *Hymenophyllum lanaensis* Bolch., *Aletes striatus* Sach. et Iljina, *Pteridium* cf. *solidum* Bolch., *Concavisporites* sp., *Ophioglossum multicavus* Bolch. и др. В пыльцевой части комплекса больше безмешковых хвойных: *Classopollis minor* Poc. et Jans., *Cl. classsoides* (Pfl.) Poc. et Jans., *Cupressacites* sp., *Inaperturopollenites dubius* (Pot. et Ven.) Thom. et Pfl., *I. magnus* (Pot.)

Thom. et Pfl., Chasmatosporites apertus (Rog.) Nils. Содержание двухмешковых зерен: Pinuspollentes minutus Petr., P. divulgata (Bolch.) Petr., P. cf. textilis Bolch., Podocarpus major Bolch., Protoconiferus grandis Bolch., Piceapollenites sp., P. monstriosus Bolch. Единичны Quadraeculina limbata Mal. и Bennettites delucidus Bolch.

Палинологические анализы в шламах определены в скважинах БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4, где встречены споры и пыльца. Среди спор значительны Cyathidites spp., Cyathidites australis Coup., Lycopodiumsporites subrotundus (K.-M.) Vin., Duplexisporites gyratus Playf. et Dettm., Duplexisporites problematicus (Coup.) Pl. et Dettm., Duplexisporites anagrammensis (K.-M.) E. Sem., Osmunda spp., Toroisporis minor Krutz., Klukisporites variegates Coup., D. anagrammensis (K.-M.) Sem., единичными спорами представлены Aratrisporites scabratus Kl., Carnisporites sp., Nevesisporites limatulus Playf., Rewanispora cf. foveolata de Jers., Zebrasporites fimbriatus Klaus, Anapiculatisporites telephorus (Pautsch) Klaus, Cyclotriletes sp., Punctatisporites sp., Bolchovitinaesporites congregates (Bolch.) Sem., Tripartina variabilis Mal., Dictyophyllidites harissii Coup., Osmundacidites sp., Densoisporites sp., Lycopodiumsporites spp. В пыльцевой части комплексов доминирует двухмешковая пыльца семейства Pinaceae. Субдоминантами являются род Classopollis и пыльца Perinopollenites elatoides Coup., Voltziaceaesporites, Falcisporites, Minutosaccus, Microcachryidites. Присутствуют в виде единичных зерен Ginkgocycadophytus sp., Parvisaccus enigmatus Coup., Paleoconiferus asaccatus Bolch., Caytonipollenites pallidus (Reiss.) Coup., Chasmatosporites apertus (Rog.) Nils. и пермо-триасовые формы Taeniaesporites cf. pellucidus (Goub.) Balme, Striatopodocarpites sp., в составе пыльцы более заметное место занимают древние хвойные Alisporites pergrandis (Bolch.) Pl., Protopinus sp., Protoconiferus funarius Bolch., Protoconiferus rotundus Odinz., Protoabietipites oblatinoides Mal., Podocarpidites horridus (Bolch.) Petr. А также единично встречены стриатные формы двухмешковых хвойных (Taeniaesporites pellucidus (Goub.) Balme, Striatoabietites balmei Klaus) и другие пыльцевые зерна (Chasmatosporites hians Nils., Quadraeculina limbata Mal., Ginkgocycadophytus sp., Classopollis sp.).

Толщина отложений нижней юры изменяется от 29 м (БЧЗ-1) до 39,8 м (БЧЗ-3). К нижнеюрским отложениям приурочен горизонт Ю-V. В подошве нижней юры прослеживается отражающий горизонт V.

Средний отдел - J₂

По описанию шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3 отложения средней юры представлены песчаниками, аргиллитами, известняками, алевролитами, глинами, углями.

Песчаники серые, светло-серые, светло-зеленовато-серые, бесцветные, полупрозрачные, прозрачные, мелкозернистые, умеренно твердые до твердого, полимиктовые, полуокатанные, хорошо сортированные, на карбонатном цементе, умеренно крепкие, рассыпчатые, местами крупнозернистые, с прослойками серых, темно-серых глин, с включением углистых частиц, умеренно отсортированные, полусферические, илистые, местами глинистые, кремнеземистый и известковый цемент, с включениями пирита, слюды, с углеродными обломками, следами известняка.

Аргиллиты светло-серые, серые, коричневатые-серые, светло-коричневатые-серые, светло-оливково-серый, кварцевые, слюдяные, мягкие до твердого, вязкие, аморфные, илистые, изредка песчаные, неизвестковые, субмассивные, местами переходящие в алевролит, углеродистые, участками известковые переходящие в глинистый известняк.

Известняки серые, грязно-белые, светло-серые, серые, твердые до крепкого, полуглыбовые до полуплитчатых, глинистые, местами кристаллические, песчаные, с прослойками аргиллита.

Алевролиты серые, темно-серые, светло-серые, коричневатые-серые, слабые до крепкого, полу массивные до массивного, глинистые, слабоизвестковые.

Глины серые, средней крепости, пластичные, вязкие, липкие, слабо карбонатные.

Угли бурые, темно-коричневые, коричневатые-черные, черные, твердые до умеренно твердого, массивные, частично угловатые, стекловидные, редко волокнистые, глинистые, неизвестковистые.

Палинологические анализы в шламах определены в скважинах БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4, где встречены споры и пыльца. В споровой части комплексов отмечено увеличенное содержание Cyathidites minor Coup., C. australis Coup. В значительном количестве присутствуют споры рода Osmunda. Небольшую долю составляют споры Toroisporis vulgaris (Mal.) Barch., Klukisporites variegates Coup., Lycopodiumsporites spp., Neoraistrickia rotundiformis (K.-M.) Sem., Duplexisporites anagrammensis (K.-M.) Sem., Единично представлены: Camptotriletes cerebriiformis Naum., Tripartina variabilis Mal., Gleicheniidites seninicus Ross., Densoisporites crassus Tralau, Leiotriletes lineatus Bolch. и др. А также встречены меловые споры, такие как Cicatricosisporites dorogensis Pot. et Gell., Anemis sp., Ornamentifera granulate Bolch., Trilobosporites apiverrucatus Coup. Среди пыльцы многочисленны двухмешковые хвойные семейства Pinaceae, Pseudopinus spp., Piceapollenites exilioides (Bolch.) Petr.,

P. variabilis (Bolch.) Petr., *P. Mesophyticus* (Bolch.) Petr., *Podocarpus* sp. Заметное место занимает пыльца *Perinopollenites elatoides* Coup. В незначительном количестве встречены *Sciadopityspollenites mesozoicus* (Coup.) Sem., *Quadraeculina limbata* Mal., *Classopollis minor* Poc. et Jans., *C. classoides* (Pflug) Poc. et Jans., *Piceapollenites mesophyticus* (Bolch.) Petr., *P. variabiliformis* (Mal.) Petr., *Pinuspollenites similis* (Balme) Petr., *Pseudopicea magnifica* Bolch., *Podocarpidites* spp., *Callialasporites dampieri* (Balme) Dev., *C. trilobatus* (Balme) Dev. Единичными зернами представлены *Chasmatosporites apertus* (Rog.) Nils., *Eucommiidites troedssonii* Erdtm., *Ginkgocycadophytus* sp. Отмечено присутствие пыльцы древних хвойных, таких как *Protoabietipites oblatinoides* Mal.

Толщина отложений средней юры изменяется от 384 м (БЧЗ-6) до 453м (БЧЗ-2). К среднеюрским отложениям приурочены продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV (пласты «А», «Б»). В кровле горизонтов Ю-IV (пачка «А») и Ю-IV (пачка «Б») прослеживаются отражающие горизонты YU-4A и YU-4B.

Верхний отдел - J₃

По описанию шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3 верхнеюрские отложения представлены известняками, аргиллитами, песчаниками, глинами, углями.

Известняки светло-серые, темно-белые, серые, грязно белые, от мягких до умеренно твердых, местами комковатые, микрокристаллические до мелкокристаллического, полуглыбовые до полуплитчатых, местами глинистые, ломкие, алевроитистые, участками загрязнены глинистым материалом, аморфные до субмассивного, переходящие с глубиной в известковые, светло-серые аргиллиты.

Аргиллиты алевроитистые, светло-серые, темно-серые, мягкие до твердого, вязкие, аморфные, местами рассыпчатые, местами сильно известковые, переходящие в глинистые известняки.

Песчаники светло-серые, бесцветные, полупрозрачные до прозрачного, хрупкие до твердого, рыхлые, местами очень мелкие переходящие в алевроит, умеренно отсортированные, полушарообразные, глинистые, илестые, изредка известковый цемент, с включениями пирита, глауконита, со следами известняка.

Глины серые, средней крепости, пластичные, вязкие, липкие, слабо карбонатные.

Угли светло-оливково-коричневые до умеренно-оливково-коричневого, темно-красновато-коричневые, твердые до умеренно твердого, субмассивные до массивного, волокнистые, неизвестковые.

По палинологическому анализу проб шлама скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4 в пробе получен палинокомплекс, в котором наблюдается незначительное преобладание споры над пыльцой. Среди спор основное место занимают представители рода *Cyathidites*. В значительном количестве присутствуют киртомные споры *Toroisporis minortorus* Krut., *T. vulgaris* (Mal.) Barch., *Auritulinasporites mortoni* (Jersey) Barch., а также споры родов *Osmundacidites* и *Lycopodiumsporite*. Другие споры представлены малочисленными или единичными зернами: *Tripartina variabilis* Mal., *Duplexisporites anagrammensis* (K.-M.) E. Sem., *Klukisporites variegatus* Coup., *Neoraistrickia rotundiformis* (K.-M.) Sem., *Densoisporites crassus* Tralau и другие. В пыльцевой части комплекса доминирует двухмешковая пыльца семейств *Pinaceae-Podocarpaceae*, представленная видами *Piceapollenites variabiliformis* (Mal.) Petr., *Piceapollenites mesophyticus* (Bolch.) M. Petr., *Piceapollenites* sp., *Pinuspollenites* sp., *Podocarpites* sp. и другие. В значительном количестве содержатся род *Classopollis* и пыльца *Perinopollenites elatoides* Coup. В незначительном количестве встречены *Sciadopityspollenites mesozoicus* (Coup.) Sem., *Quadraeculina limbata* Mal., *Classopollis classoides* Pfl., *Callialasporites dampieri* (Balme) Dev., *C. trilobatus* (Balme) Dev. Единичными зернами представлены *Chasmatosporites apertus* (Rog.) Nils., *Eucommiidites troedssonii* Erdtm., *Ginkgocycadophytus* sp. Присутствует в малом количестве *Quadraeculina limbata* Mal., *Q. anellaeformis* Mal., *Sciadopityspollenites* sp.

Толщина отложений верхней юры изменяется от 43 м (БЧЗ-2) до 53 м (БЧЗ-6).

Меловая система - К

С размывом на юрских отложениях залегают породы мелового возраста, представленные двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел - К₁

Нижнемеловые отложения представлены готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

Готеривский ярус - К_{1g}

По описанию шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3 отложения готеривского возраста представлены переслаивающимися песчаниками, аргиллитами, известняками, глинами.

Песчаники светло-серые, светло-зеленовато-серые, серые, полимиктовые, мелкозернистые, полуокатанные, на карбонатном цементе, умеренно крепкие, нецементированные, от умеренно твердых до твердых, микро- мелкозернистые, от хорошо сортированных до умеренно сортированных, зернистые, местами с алевритистым цементирующим материалом, слюдистые, кварцевые, с включениями пирита и частых обугленных остатков, сцементированные песчаники имеют известковистый цемент.

Аргиллиты светло-серые, средне светло-серые, светло-зеленовато-серые, светло голубовато-серые, мягкие до крепких, липкие, от аморфных до субмассивного, изредка песчаные, илистые, местами переходящие в алевриты, от известковистых до известковистых.

Известняки от грязно-белых до очень светло-серых, мягкие, от аморфных до субблочных, песчаные, переходящие в известковистый песчаник.

Глины серые, темно-серые, буро-коричневые, коричневые, зеленовато-серые, массивные, мягкие, песчаные, однородные, липкие, пластичные, неплотные.

Толщина готеривских отложений изменяется от 160 м (БЧЗ-3) до 175,8 м (БЧЗ-2). В подошве нижней мела прослеживается отражающий горизонт III.

Барремский ярус - K_{1br}

По описанию шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3 отложения барремского яруса представлены переслаивающимися песчаниками, аргиллитами, известняками, глинами.

Песчаники серые, светло-серые, светло-зеленовато-серые, бесцветные, полимиктовые, мелкозернистые, полуокатанные, хорошо сортированные, на карбонатном цементе, умеренно крепкие, полупрозрачные, прозрачные, умеренно твердые до твердого, рассыпчатые, мелкозернистые, слюдистые, местами илистые, глинистые, изредка известковый цемент, с включениями пирита, глауконита и углеродными обломками, следы известняка.

Аргиллиты красновато-коричневые, светло-зеленовато-серые, голубовато-серые, мягкие, аморфные до субмассивного, песчаные, местами илистые, известковистые.

Известняки светло-серые до грязно-белого, слабые до рыхлого, твердые до умеренно твердого, субмассивные до массивного, мелкокристаллические, песчаные, градуирующий до песчаного известняка.

Глины серые, темно-серые, массивные, мягкие, песчаные, однородные, липкие, пластичные, неплотные.

Толщина барремских отложений изменяется от 26 м (БЧЗ-1) до 31 м (БЧЗ-2).

Аптский ярус - K_{1a}

По описанию шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3 отложения аптского яруса представлены переслаивающимися аргиллитами, песчаниками, доломитами, известняками, глинами.

Аргиллиты умеренно темно-серые, серые, слабые, редко твердые, вязкие, аморфные до субмассивного, песчаные и илистые, слабоизвестковистые.

Песчаники бесцветные, светло-серые, серые, светло-зеленовато-серые, полупрозрачные, прозрачные, полимиктовые, полуокатанные, хорошо сортированные, на карбонатном цементе, рыхлые редко умеренно твердые, мелко-среднезернистые, умеренно отсортированные, полуокатанные, доломитовый цемент, изредка известковый цемент, местами глинистые, кварцевые, слюдистые, с включениями пирита, глауконита, следы известняка и обугленных остатков.

Доломиты коричневатого-желтые, светло-коричневые, твердые, массивные до угловатого, песчаные, местами переходящие в доломитные песчаники.

Известняки светло-серые до средне-темно-серого, умеренно твердые, массивные до угловатого, глинистые, местами песчаные и градуирующий до песчаного известняка.

Глины серые, темно-серые, массивные, мягкие, песчаные, однородные, липкие, пластичные, неплотные.

Толщина аптских отложений изменяется от 56 м (БЧЗ-2) до 83 м (БЧЗ-4).

Альбский ярус - K_{1al}

По описанию шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3 отложения альбского яруса представлены переслаивающимися песчаниками, аргиллитами, известняками, глинами, углями.

Песчаники бесцветные, от светло-серых до светло-зеленовато-серых, редко светло-коричневато-серые, серые, темно-серые, полимиктовые, мелкозернистые, полуокатанные, хорошо сортированные, на карбонатном цементе, рыхлые, от нецементированных до хрупких, от умеренно твердых до очень твердых, от тонко- до среднезернистых, умеренно сортированные, зерна песка от полуугловатых до полуокатанных, кварцевые, зерна кварца от прозрачных до полупрозрачных, слюдистые, с включениями глауконита, пирита, обилием углеродистых остатков, слабые следы известняка.

Аргиллиты светло-серые, светло-зеленовато-серые, серые, мягкие, редко твердые, аморфные, илистые, карбонатные, илистые, известковистые местами песчанистые переходящие в глинистый песчаник и аргиллит, слегка известковые.

Глины серые, массивные, мягкие, песчанистые, однородные, неплотные.

Угли коричневатого-серые, бурые, черные, серовато-черные, твердые, известковистые, волокнистые, стекловидные.

Толщина альбского отложения изменяется от 192 м (БЧЗ-2, 4) до 261 м (БЧЗ-3).

Верхний отдел - K₂

Верхнемеловые отложения на структурах представлены сеноманскими и турон-сантонскими отложениями.

Сеноманский ярус - K₂ s

По описанию шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3 отложения сеноманского яруса представлены переслаивающимися песчаниками, аргиллитами, глинами, углями.

Песчаники серые, светло-серые, светло-зеленовато-серые, темно-серые, бесцветные, полимиктовые, мелкозернистые, полуокатанные, хорошо сортированные, на карбонатном цементе, полупрозрачные, прозрачные, от умеренно твердых до твердых, рыхлые, от микро- до мелкозернистых, умеренно сортированные, полууголовые до полуокатанных. В составе зерен кварц, пирит, глауконит, слюда, обугленные остатки.

Аргиллиты серые, светло-серые, светло-зеленовато-серые, от мягких до крепких, вязкие, аморфные, илистые, слабоизвестковые до известкового.

Глины серые, массивные, мягкие, песчанистые, однородные, неплотные.

Угли бурые, коричневатого-серые, серовато-черные, черные, твердые до умеренно твердого, массивные, местами угловатые, слоистые, стекловидные, редко волокнистые, известковые.

Толщина сеноманских отложений изменяется от 80 м (БЧЗ-6) до 99 м (БЧЗ-2).

Турон-сантонский ярус - K₂ t-st

По описанию шлама из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3 отложения яруса представлены переслаивающимися известняками, глинами, песчаниками.

Известняки серовато-белые до светло-белого, светло-зеленовато-серые, местами голубовато-белые, грязно-белые до светло-серого, крепкие до твердого, субмассивные, от мягких до умеренно твердых, полуглыбовые до полуплитчатых, редко массивные, аморфные, глинистые с глубиной становящиеся до глинистого известняка, местами рассеянный пирит, песчаные, содержащие окаменелости.

Глины серые, темно-серые, комковатые, мягкие, пластичные, вязкие, липкие, песчанистые.

Песчаники светло-серые, коричневатые, желтовато-серые, прозрачные, полупрозрачные, хрупкие до твердого, рассыпчатые, рыхлые зерна кварца, от микро- до мелкозернистые, мелкие до крупных, полууголовые до полуокатанных, плохо и умеренно отсортированные.

Толщина турон-сантонских отложений изменяется от 83 м (БЧЗ-3) до 180 м (БЧЗ-4).

Неоген-четвертичная система - N+Q

Нерасчлененные неоген-четвертичные отложения представлены глинами, серыми, алевроитистыми и слабо известковистыми мергелями.

На некоторых структурах Южной Эмбы эти отложения не выявлены, в разрезе скв. П-3 Акатколь их толщина равна 115 м.

1.2.4.2. Тектоника

Структура Байчунас Западный в тектоническом отношении приурочена к юго-восточной бортовой части Прикаспийской впадины (Рисунок 1.2.4.2-1).



Рис.1.2.4.2-1 - Схема структурно-тектонического районирования фундамента Прикаспийский НПГ (по Воцалевскому Э.С., 2002г).

Строение надсолевого комплекса, включающего отложения верхней перми, мезозоя и кайнозоя, характеризуется отражающими горизонтами III и V, стратиграфически приуроченными, соответственно, к подошве неокома и поверхности пермтриаса.

В разрезе осадочного чехла исследуемой территории, как и по всей Прикаспийской впадине, выделяются три крупных структурно-формационных комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой. Они друг от друга резко отличаются по условиям формирования, структурными особенностями и сейсмологическими свойствами.

В 2022 году компанией ТОО «Карамай (Казахстан)» выполнена переинтерпретация сейсмических данных 3Д, проведенных на месторождении Байчунас Западный. По результатам этих работ было уточнено геологическое строение месторождения и построены структурные карты по отражающим горизонтам: III (подошва меловых отложений), YU-I (кровля горизонта Ю-I), YU-4A (кровля горизонта Ю-IV пачка «А»), YU-4B (кровля горизонта Ю-IV пачка «Б»), V (подошва юрских отложений), T-II (кровля горизонта T-II), T-III (кровля горизонта T-III), VI (кровля соли) в масштабе 1:25000.

Соляной купол Байчунас Западный выделен в пределах соляного перешейка, простирающегося с северо-запада на юго-восток, где расположен соляной купол Байчунас. Минимальная отметка в своде, вскрытая скважиной БЧЗ-1 равна -1429 м. Соляное тело имеет три склона: северо-западный, северо-восточный и южный. Южный склон переходит в крутой уступ соли и погружается в мульду до -7300 м.

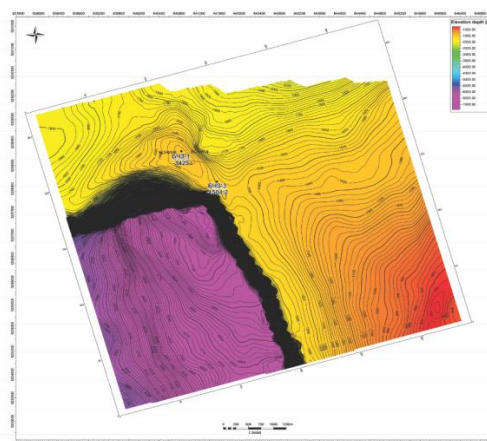


Рис.1.2.4.2-2 - Структурная карта по отражающему горизонту VI

Триасовые горизонты T-II и T-III следятся не повсеместно.

По отражающему горизонту T-II выделяется брахиантиклинальная структура субмеридианального простирания. Структура делится тектоническим нарушением f2 на западный и восточный блоки, западный блок имеет две отдельные вершины с отметками -1360 м каждая, по единой изогипсе -1400 м размеры блока составляют 2 км х 0,6 км, размеры восточного блока по изогипсе -1420 м равны 1,5 км х 0,3 км.

Структурный план отражающего горизонта Т-III идентичен нижележащему горизонту Т-II. Минимальная отметка в западном блоке прослежена на отметке -1260 м, по изогипсе -1340 м размеры блока составляют 3 км х 0,8 км, размеры восточного блока по изогипсе -1320 м равны 1,5 км х 0,3 км.

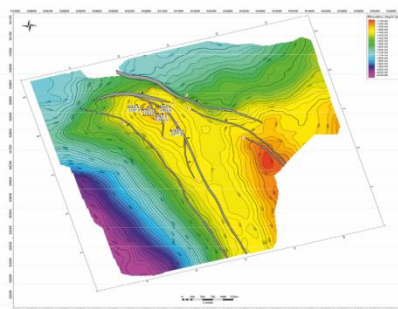


Рис.1.2.4.2-3 - Структурная карта по отражающему горизонту Т-II

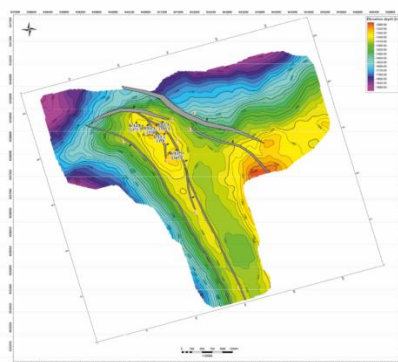


Рис.1.2.4.2-4 - Структурная карта по отражающему горизонту Т-III

По отражающему горизонту V свод западного блока осложняется тектоническими нарушениями f3, f4, f5, в то время как западный блок раскрывается и наблюдается подъем отложений в юго-восточном направлении в сторону структуры Байчунас Западный (рис.2.1.6). Размеры западного блока по оконтуривающей изогипсе -1250 м составляют 1,75 км х 0,75 км, минимальная отметка в своде равна -1220 м.

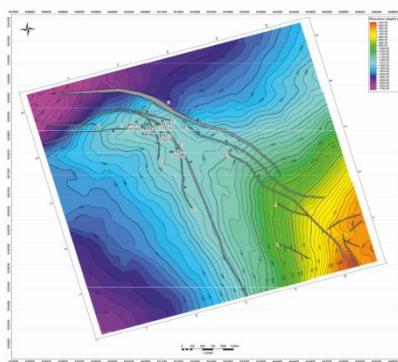


Рис.1.2.4.2-5- Структурная карта по отражающему горизонту V

Структурный план отражающих горизонтов YU-4A и YU-4B практически идентичен, сводовая часть структуры Байчунас Западный нарушена разно ориентированными сбросами f2, f3, f4, f5. Минимальная отметка в своде структуры по горизонту YU-4B равна -1140 м, отложения погружаются в юго-западном направлении до отметок -1440 м и более, в юго-восточном направлении наблюдается воздымание в сторону структуры Байчунас до -540 м (рис.2.1.7).

Минимальная отметка в своде структуры по горизонту YU-4A составляет -1100 м, отложения погружаются в юго-западном направлении до отметок -1380 м, в юго-восточном направлении наблюдается подъем отложений в сторону структуры Байчунас Западный до -500 м

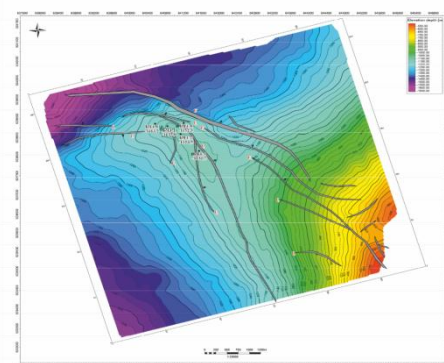


Рис.1.2.4.2-6 - Структурная карта по отражающему горизонту YU-4B

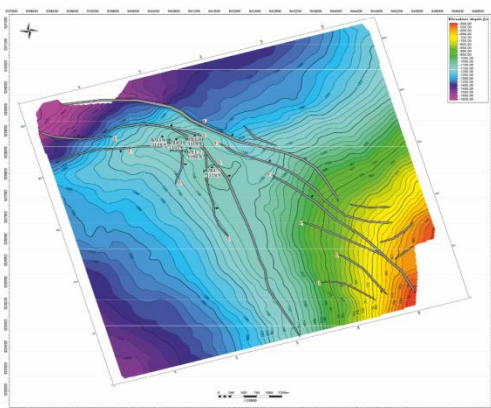


Рис..2.4.2-7- Структурная карта по отражающему горизонту YU-4A

Отражающий горизонт Ю-I прослежен только в западной части исследуемой территории, на восток эти отложения выклиниваются. Отметки в районе скважин БЧЗ-2, БЧЗ-3 равны -780 м и -800 м, отложения моноклинально погружаются на юго-запад до отметок -1060 м (рис 1.2.4.2-8).

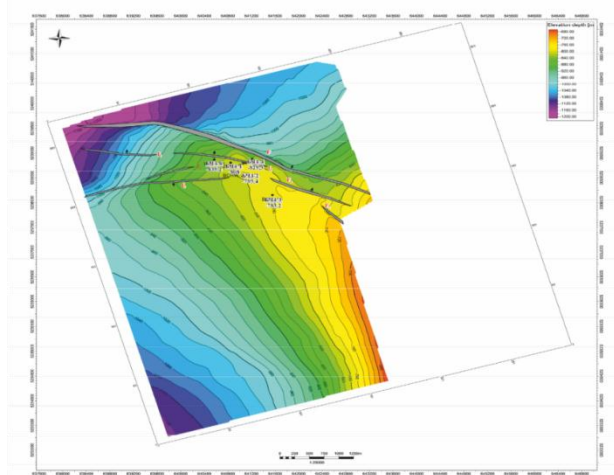


Рис. 1.2.4.2-8- Структурная карта по отражающему горизонту Ю-I

По III отражающему горизонту структура Байчунас Западный представляет собой структурный нос, отметка в районе скважины БЧЗ-3 равна -720 м, отложения моноклинально погружаются на юго-восток до отметок -980 м (рис.1.2.4.2-9).

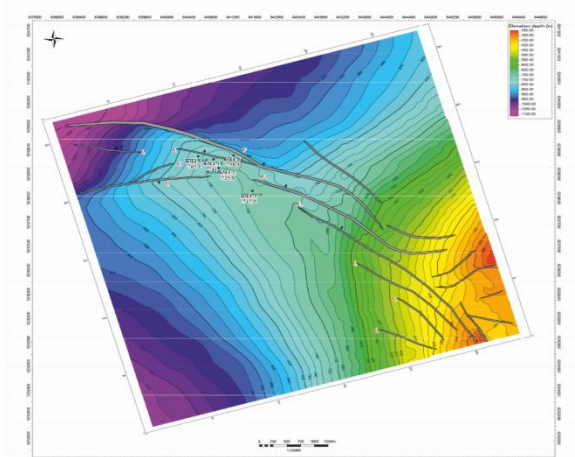


Рис. 1.2.4.2-9- Структурная карта по отражающему горизонту III

На рисунке 1.2.4.2-10 приведен временной разрез, по линии скважин, характеризующий месторождение Байчунас Западный.

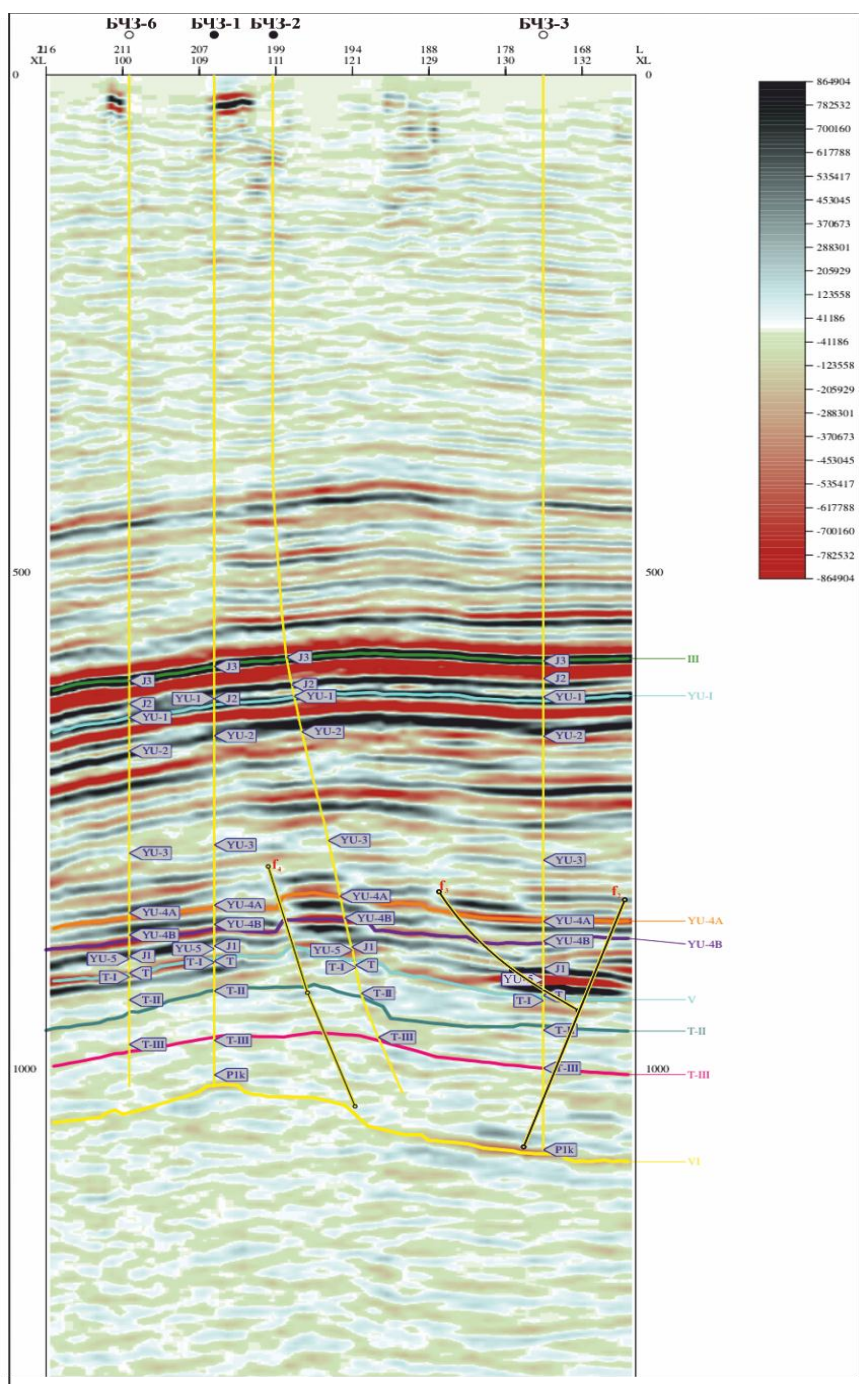


Рис.1.2.4.2-10 - Временной разрез через скважины БЧЗ-6, 1, 2, 3

1.2.4.3. Нефтегазоносность

Месторождение Байчунас Западный в нефтегазоносном отношении приурочено к Южно-Эмбинской зоне нефтегазонакопления, где нефтегазоносными являются нижнемеловые, среднеюрские и пермтриасовые отложения.

На месторождении Байчунас Западный по данным бурения и опробования скважин установлены залежи нефти, газа в юрских и триасовых отложениях.

В 2012-2013 года на месторождении были пробурены 3 скважины (БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3).

Первооткрывательницей месторождения Байчунас Западный является поисковая скважина БЧЗ-1, где при опробовании нижнеюрских отложений в 2012 году получены притоки нефти с газом ($Q_{9H}=75,0$ м³/сут; $Q_{9Г}=9,9$ тыс.м³/сут).

В 2022 году на месторождении пробурены 2 оценочные скважины БЧЗ-4, БЧЗ-6.

Дополнительно опробование проведено в 10 объектах в 3 скважинах: в скважине БЧЗ-2 при опробовании интервала горизонта Ю-IV (пачка «Б») получен приток нефти дебитом до 51,0 м³/сут; в

скважине БЧЗ-4 при опробовании интервала 1192,5-1193,5 м получен приток нефти с газом: дебит нефти до 19,4 м³/сут, дебит газа 2,3 тыс.м³/сут, в этой же скважине при совместном опробовании интервалов 1192,5-1193,5 м и 1347,5-1350,0 м (горизонты Ю-V+Т-II) получены притоки нефти с газом и водой – дебит нефти до 13,4 м³/сут, дебит газа 0,78 тыс. м³/сут, дебит воды 2,4 м³/сут, также в триасовых отложениях в интервалах 1446,6-1455,6 м, 1469,9-1472,4 м, 1481,3-1497,1 м, 1501,4-1511,0 м (ниже горизонта Т-III) притоки не получены. В скважине БЧЗ-6 в интервалах перфорации 1204,0-1215,0 м и 1218,4-1220,2 м (горизонт Ю-V) получены притоки воды.

При выделении горизонтов в разрезах новых скважин БЧЗ-4 и БЧЗ-6 за основу приняты разбивки горизонтов ранее пробуренных скважин.

Таким образом, в результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин в юрских и триасовых отложениях прослеживаются горизонты:

- горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV (пачки «А», «Б») в средней юре; горизонт Ю-V в нижней юре;

- горизонты Т-I, Т-II, Т-III в триасовых отложениях.

По данным ГИС и опробования скважин из вышеперечисленных горизонтов продуктивными являются горизонты: Ю-IV (пачка «Б»), Ю-V, Т-I, Т-II, Т-III.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены песками, песчаниками, переслаивающимися с тонкими пачками глин.

Границами залежей служат положение контакта газ-нефть, нефть-вода, зоны литолого-фациальных замещений коллекторов, тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований 3Д.

Залежи продуктивных горизонтов по данным сейсмики 3Д тектоническими нарушениями f2, f4 разбиты на 3 блока (I, II, III).

При обосновании контактов и выполнении структурных построений по горизонтальной скважине БЧЗ-2 интервалы горизонтов и коллекторов были приведены к вертикали.

Горизонт Ю-IV. В разрезе горизонта выделяются две пачки «А» и «Б». Глинистый раздел между пачками «А» и «Б» составляет порядка 5-8 м. Из них в пачке «А» по данным ГИС во всех пробуренных скважинах коллекторы водонасыщенные, в пачке «Б» продуктивные коллекторы установлены в пределах блока I.

Пачка «Б». Блок I. К данной пачке приурочена газонефтяная залежь, вскрытая только скважиной БЧЗ-2.

При опробовании скважины БЧЗ-2 в интервале перфорации 1161,5-1164 м получен фонтанный приток газа с очень малым количеством нефти ($Q^g_{г}=92,9$ тыс.м³/сут и $Q^g_{н}=1,4$ м³/сут).

По скважине БЧЗ-2 в марте 2023 года по заключению ГИС открытого ствола произвели перфорацию в интервале 1166,0-1168,0 м. После свабирования получен безводный приток нефти с газом - дебит нефти 51,0 м³/сут, из-за большого притока газа дебит газа определить не удалось.

ГНК принят на отметке минус 1128,1 м по подошве газонасыщенного коллектора. ВНК принят на отметке минус 1132,0 м по кровле водонасыщенного коллектора, высота залежи равна 7,5 м, размеры залежи 0,7х0,4 км. Площадь залежи 164,2 тыс.м². Залежь пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Ю-V отделен от вышележащего горизонта Ю-IV пачкой глин толщиной в среднем 7-16 м. Горизонт нефтеносен в пределах блоков I и III.

Блок I. По данным ГИС в разрезе скважин БЧЗ-1, БЧЗ-6 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы.

В скважине БЧЗ-1 в инт. перфорации 1174,0-1182,0 м на 8 мм штуцере получен приток нефти дебитом 50,2 м³/сут и газа дебитом 6,233 тыс.м³/сут, газовый фактор составил 124,5 м³/м³. В инт. перфорации 1184,0-1190,7 м на 9 мм штуцере получен приток нефти дебитом 75,0 м³/сут и газа дебитом 9,9 тыс.м³/сут, газовый фактор составил 132,0 м³/м³.

По скважине БЧЗ-1 в декабре 2021 года была произведена запись комплексного промыслово-геофизического исследования контроля за разработкой, по результатам ГИС-к проведен цементаж под давлением и после разбурки цементного моста была проведена реперфорация в интервале 1169,6-1171,0 м, 1171,8-1172,9 м, 1174,0-1178,0 м. После реперфорации и свабирования был получен приток в фонтанном режиме - дебит нефти 2,5 м³/сут, дебит газа 0,97 тыс.м³/сут, дебит воды 2,3 м³/сут. В июле 2022 года в этой же скважине провели глино-кислотную обработку, после свабирования скважину запустили в фонтанном режиме был получен приток нефти и газа - дебит нефти 11,9 м³/сут, дебит газа 2,51 тыс. м³/сут. Скважина была остановлена до завершения обустройства и обвязки скважины с УПН.

В начале января 2023 года скважину БЧЗ-1 запустили в механическом режиме, был получен приток нефти с газом и воды: дебит нефти составляет 32 м³/сут, дебит газа - 2,08 тыс. м³/сут, дебит воды - 11 м³/сут.

В скважине БЧЗ-6 в инт. перфорации 1204,0-1215,0 м и 1218,4-1220,2 м получены притоки воды.

ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметках минус 1210,1м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине БЧЗ-6 и минус 1209,0 м по кровле водонасыщенного коллектора в скважине БЧЗ-1, высота залежи 22,3 м, размеры залежи 0,5х0,4 км. Площадь залежи – 179 тыс.м². Залежь пластовая, полусводовая, литологически и тектонически экранированная.

Блок III. В пределах блока пробурена одна скважина БЧЗ-4. При совместном опробовании, в этой скважине, интервалов 1192,5-1193,5 м и 1347,5-1350,0 м (горизонты Ю-V+T-II) получены притоки нефти с газом и водой – дебит нефти до 13,4 м³/сут, дебит газа 0,78 тыс. м³/сут, дебит воды 2,4 м³/сут. Далее, после проведения изоляционных работ с установкой механического пакера на глубине 1200,10 м, интервал 1192,5-1193,5м был испытан отдельно и получен приток нефти с газом: дебит нефти составил 19,4 м³/сут, дебит газа - 2,3 тыс.м³/сут.

ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1213,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи равна 4,4 м, размеры залежи 0,8х0,2 км. Площадь залежи составляет 160 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Горизонт T-I нефтеносен в пределах блока II. В скважине БЧЗ-2 проведено совместное испытание интервалов 1252,4-1254,5м, 1255,7-1259,6м, где получен приток нефти с расчетным дебитом 0,5 м³ без содержания воды.

ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1213,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине БЧЗ-2, высота залежи равна 7,0 м, размеры залежи 0,4х0,3 км. Площадь залежи – 102 тыс.м². Залежь пластовая, полусводовая, литологически и тектонически экранированная.

Горизонт T-II отделен от вышележащего горизонта плотными породами толщиной порядка 7-16 м и нефтеносен в пределах блока II.

Блок II. В скважине БЧЗ-2 при совместном опробовании интервалов 1295,0-1298,0 м, 1299,5-1305,0 м, 1306,0-1308,0 м получен приток жидкости дебитом 1,43 м³. Суточный дебит жидкости из интервалов перфорации, определенный методом прослеживания уровня, составил не более 2,29 м³/сут при среднединамическом уровне 1123 м от устья. Обводненность составила 95,6%. Высокая обводненность продукции объясняется тем, что интервалом перфорации, вместе с нефтенасыщенными, были охвачены и водонасыщенные пласты.

ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1250,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине БЧЗ-2, высота залежи равна 4,4 м, размеры залежи 0,4х0,2 км. Площадь залежи – 65 тыс.м². Залежь пластовая, полусводовая, литологически и тектонически экранированная.

Горизонт T-III. Блок II. В скважине БЧЗ-2 первоначально были прострелены интервалы 1465,5-1469,0 м и 1479,0-1485,0 м, где провели вызов притока методом свабиrowания и был получен чистый приток воды. Дополнительно, к существующим интервалам перфорации были достреляны верхние интервалы 1449,0-1455,5 м, 1435,0-1436,5 м, 1426,5-1429,5 м. Освоение скважины осуществлялось методом свабиrowания. За время свабиrowания объем притока из пласта составил 2 м³ жидкости, из которых объем нефти 0,3 м³.

ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1383,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, высота залежи равна 22,0 м, размеры залежи 1,1х0,2 км. Площадь залежи – 266 тыс.м². Залежь пластовая, полусводовая, литологически и тектонически экранированная.

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.

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.

Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

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

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

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

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

Месторождение Байчунас Западный расположено, примерно, в 80 км к северо-востоку от Атырау и в 30 км к юго-западу от Доссора.

В административном отношении рассматриваемое месторождение Байчунас Западный расположено в Макатском районе Атырауской области Республики Казахстан в пределах листа международной разграфки L-39.

Недропользователем месторождения Байчунас Западный является ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» в соответствии с Контрактом №1117 на разведку и добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области, заключенным с Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК 04 марта 2003 года. Срок действия Контракта №1117 – до 04.03.2034 г.

Право недропользования по Контракту №1117 перешло к ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» от ТОО «Манаш Петролеум» (прежнее наименование ТОО «Самек Интернешнл») на основании Дополнения № 21 к Контракту (гос. регистр. №4853-УВС-МЭ от 25 сентября 2020 года). Дополнением №22 к Контракту период разведки для оценки продлен на 2 года, с 29.04.2021 г. по 29.04.2023 г., а также Контракт №1117 от 04.03.2003г. изложен в новой редакции (типовой контракт) (гос. рег. №4959-УВС-МЭ от 02.09.2021 г.). Дополнением №25 к Контракту период разведки для оценки продлен на 786 календарных дней до 01.09.2025 г.

В 2005-2007 года на блоках Е и А контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл» были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-2Д с целью изучения строения юрско-меловых, пермотриасовых отложений и поиска различных типов ловушек нефти и газа в надсолевых и подсолевых отложениях. В результате анализа проведенных сейсмических исследований на блоках Е и А, был выделен ряд перспективных структур, на которых рекомендовано проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д. В числе выявленных перспективных структур, на блоке Е в надсолевых отложениях были Байчунас Западный, Ескене Северный, Толеген Западный, Доссор Северо-Западный и Ракуша Южная.

В 2011 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Проект на проведение поисковых работ на структурах Толеген Западный, Ескене Северный, Ракуша Южная, Байчунас Западный, Доссор Северо-Западный в пределах Блока Е» (протокол №16 ЦКРР РК от 18.11.2011г. и протокол

Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК №272 от 09.12.2011г). Проектом предусматривалось проведение детальных сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на каждой структуре и бурение скважин.

В 2011 году в ходе реализации «Проекта поисковых работ...» проведены полевые сейсмические исследования МОГТ-3Д сейсмической партией № 05/2011 АО «Азимут Энерджи Сервисез» (АО «АЭС») на всех вышеуказанных структурах. Объем сейсмической съемки 3Д на структуре Байчунас Западный составил 45,5 км2 (25,5 км2 - площадь полной кратности).

В 2012 году ТОО «КазНИГРИ» составлен «Отчет о результатах сейсморазведочных работ 3Д, выполненных на площадях Боркылдакты, Ескене Северный, Толеген Западный, Байчунас Западный, Доссор Северо-Западный, Ракуша Южная на блоке Е и Уйтас на блоке А контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл» (протокол № 71/2012 «Запказнедра» от 03.07.2012г).

В 2012-2013 года на структуре Байчунас Западный пробурены поисковые скважины БЧЗ-1, БЧЗ-2. По результатам бурения скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2 установлена нефтегазоносность юрских (Ю-IVБ, Ю-V) и триасовых (Т-I, Т-II, Т-III) горизонтов.

Месторождение открыто в 2012 году, когда в поисковой скважине БЧЗ-1 из нижнеюрских отложений при испытании интервала 1184,7-1190,7 м получен приток нефти с газом ($Q_{6n}=33$ м3/сут; $Q_{6г}=4,846$ тыс. м3/сут).

В 2013 году ТОО «АктюбНИГРИ» составлен «Проект оценочных работ...» (протокол ЦКРР РК № 37/14 от 18.07.2013 г. и письмо Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК №17-04-1611 от 28.08.2013г). Данным проектом предусматривалось бурение 5 оценочных скважин (двух независимых и трех зависимых) на месторождении Байчунас Западный. Согласно проекта пробурена оценочная скважина БЧЗ-3, где по данным ГИС в разрезе скважины коллекторы водонасыщенные. Скважина ликвидирована по геологическим причинам.

С конца 2013 года месторождение находилось во временной консервации.

В 2014 году ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» по результатам бурения 3 скважин по продуктивным горизонтам Ю-IV (пачка «Б»), Ю-V, Т-I, Т-II, Т-III выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Байчунас Западный по состоянию изученности на 02.01.2014г» (протокол ГКЗ РК № 1418-14-П от 27.05.2014г). Запасы нефти и газа приняты на Государственный баланс РК в количестве (геологические/извлекаемые):

- нефти по категориям: C1 -128 /38 тыс.т; C2 – 53 /17 тыс.т;
- растворенного газа по категориям: C1–26 / 8 млн.м3; C2 – 10 /3 млн.м3;
- газа газовой шапки по категории C1 – 1 млн.м3.

При рассмотрении материалов отчета (ОПЗ-2014г) ГКЗ РК были даны рекомендации: отобрать и исследовать глубинные и поверхностные пробы пластовых флюид; оценить возможность применения интенсификации притоков нефти; доразведать месторождение с целью перевода запасов категории C2 в категорию C1.

В 2014 году ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Байчунас Западный», утвержденный КГиН МИР РК (письмо №27-5-1309-и от 14.11.2014 г.) с объемом работ на 01.01.2015-28.02.2017г. Работы по проекту не проводились вследствие высокого экономического риска по причине незначительности подтвержденных запасов углеводородов и резкого падения мировых цен на нефть в этот период.

В 2019 году ТОО «АктюбНИГРИ» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Байчунас Западный» (протокол ЦКРР РК №13/6 от 13.09.2019 г.) на период 01.09.2019-29.04.2021 г.

Из-за выполнения сопутствующих процедур, таких как передача права недропользования, а также из-за чрезвычайного положения, связанного с пандемией короновирусной инфекции, планируемые работы по пробной эксплуатации были заморожены.

Фактически пробная эксплуатация была начата 07.03.2021 г. с вводом в эксплуатацию скважины БЧЗ-1 из консервации.

В 2021 году ТОО «АктюбНИГРИ» составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации горизонта Ю-V месторождения Байчунас Западный» (Протокол ЦКРР МЭ РК №15/7 от 22.07.2021г) на период 01.09.2021-29.04.2023 гг.

Границы месторождения определены геологическим отводом. Площадь геологического отвода блоков А и Е составляет 10039,88 км2, глубина отвода до фундамента.

После ОПЗ-2014г недропользователем на месторождении Байчунас Западный проведены нижеследующие работы:

- пробурены 2 оценочные скважины (скв. БЧЗ-4, БЧЗ-6) до глубин 1400-1720 м, в которых проведен современный комплекс ГИС хорошего качества;

- в результате бурения скважины БЧЗ-4, пробуренной в пределах восточного блока, ранее не изученного бурением, установлена залежь нефти в разрезе Ю-V продуктивного горизонта, запасы по которой, в настоящей работе, представляются впервые;

- испытано 10 объектов в 3 скважинах: в скважине БЧЗ-2 – при опробовании интервала горизонта Ю-IV (пачка «Б») получен приток нефти дебитом до 51,0 м³/сут; в скважине БЧЗ-4 при опробовании интервала горизонта Ю-V получен притоки нефти с газом – дебит нефти до 19,4 м³/сут, дебит газа 2,3 м³/сут, в этой же скважине при совместном опробовании юрских и триасовых отложений получен приток нефти с газом, в триасовых отложений притоки не получены; в скважине БЧЗ-6 в интервалах перфорации горизонта Ю-V получены притоки воды;

- в 2022 году на месторождении Байчунас Западный компанией ТОО «Карамай (Казахстан)» выполнена переинтерпретация сейсмических данных 3Д прошлых лет. По результатам этих работ было уточнено геологическое строение месторождения и построены структурные карты по отражающим горизонтам: III (подошва меловых отложений), YU-I (кровля горизонта Ю-I), YU-4A (кровля горизонта Ю-IV пачка «А»), YU-4B (кровля горизонта Ю-IV пачка «Б»), V (подошва юрских отложений), T-II (кровля горизонта T-II), T-III (кровля горизонта T-III), VI (кровля соли) в масштабе 1:25000, послужившие основой при проведении структурных построений в настоящем отчете;

- физико-химические свойства нефти изучены в поверхностных условиях по 3 пробам из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4 и по одной рекомбинированной пробе из скважины БЧЗ-2;

- физико-химическое исследование пластовой воды изучены по 2 пробам из скважин БЧЗ-1, БЧЗ-4;

- произведен отбор керна в скважине БЧЗ-6, вынос керна составил 17,35 м или 97,7% от проходки;

- лабораторные анализы керна выполнены по 18 образцам из скважины БЧЗ-6, в том числе представительными являются 14 образца, по результатам этих исследований определены емкостно-фильтрационные свойства пластов-коллекторов и капиллярное давление, изучена физико-литологическая характеристика разреза, также уточнены петрофизические зависимости;

- проведены палинологические исследования образцов керна и шлама, отобранных из скважин: БЧЗ-6 (3 образца керна) и БЧЗ-4 (8 образцов шлама).

На дату составления отчета на месторождении общий фонд составил 5 скважин (БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3, БЧЗ-4, БЧЗ-6) фактическими глубинами от 1400,0 м до 1720,0 м.

В 2023 году, ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч», составлен и утвержден в ГКЗ РК «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Байчунас Западный, по состоянию на 01.05.2023 года (Протокол ГКЗ РК №2565-23-У от 21 июня 2023 года). Согласно утвержденного отчета «Подсчет запасов ...», запасы нефти и газа по месторождению составили:

- нефти по категориям: C1 – 92 тыс. т / 36 тыс.т.; C2 – 39 тыс. т / 8 тыс.т.;

- растворенного газа: C1 – 22,7 млн. м³/ 8,9 млн. м³; C2 – 8 млн. м³/ 1,8 млн. м³;

- газ газовой шапки: C1–3 млн. м³/ C2 – 2,5 млн. м³.

Данные утвержденные запасы УВС легли в основу для составления данного проекта.

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.

1.5.1. Обоснование выделения объектов разработки

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения.

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

В единые объекты разработки объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

При выделении в разрезе многопластового месторождения двух или более объектов разработки необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно про слеживающиеся по площади пачки непроницаемых пластов.

Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводнении.

Из геологических факторов в качестве основных учитываются: тип залежи, величина запасов нефти, продуктивность пластов, геометрия залежей и контуров, совпадение их в плане, расчлененность и наличие зон слияния пластов, характер насыщения разреза, свойства пластовой нефти и воды.

Из геологических факторов в качестве основных учитываются: тип залежи, величина запасов нефти, продуктивность пластов, геометрия залежей и контуров, совпадение их в плане, расчлененность и наличие зон слияния пластов, характер насыщения разреза, свойства пластовой нефти и воды.

На месторождении Байчунас Западный по данным бурения и опробования скважин установлены залежи нефти, газа в юрских и триасовых отложениях.

С учетом геолого - литологического строения, термобарической характеристики продуктивных горизонтов и физико-химической характеристики нефти, в данной работе выделены 2 эксплуатационных объекта на месторождении:

I объект – гор. Ю-V;

II объект – гор. Ю-IV пачка Б.

Таблица 1.5-1. Исходная геолого-физическая характеристика эксплуатационных объектов

Параметры	Объект I	Объект II
	Горизонт Ю-V	Горизонт Ю-IVб
	Блок I (район скв.БЧЗ-1)	Район скв.БЧЗ-2
Тип залежи	пластовая, сводовая, тектонически	пластовая, сводовая, тектонически
Тип коллектора	терригенный, поровый	терригенный, поровый
Площадь нефтеносности (C_1), тыс.м ²	179	164
Площадь газоносности (C_1), тыс.м ²	-	125
Средняя общая толщина, м	25,5	25,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,6	3,1
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	2,7
Пористость по данным ГИС/керна, д.ед	0,22/0,20	0,24/-
Средняя нефтенасыщенность по данным ГИС, д.ед	0,54	0,26/-
Средняя газонасыщенность по данным ГИС, д.ед	-	0,52
Проницаемость по керну, мкм ²	0,31	0,51
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,428	0,545
Коэффициент расчлененности	4,5	6,0
Пластовая температура, °C	41,8	39,6
Пластовое давление, МПа	13,64	12,3
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,5	12,3
Газосодержание нефти, м ³ /т	203,74	346,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,59	0,35
Вязкость нефти в поверхностных условиях при 20°, мм ² /с	3,72	5,29
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,661	-

Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,794	0,808
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,4624	1,644
Плотность пластовой воды, г/см ³	1,178	-
Геологические запасы нефти по кат. С ₁ , тыс.т.	64	28

1.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

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

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и «Методических указаний по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», а также геолого-физических условий и текущего состояния пробной эксплуатации месторождения.

Рассмотрены три варианта разработки для объекта I, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин для объекта, а также системой воздействия на пласт, и один вариант для II объекта.

1 вариант:

I объект запланирован к эксплуатации 2 скважинами (БЧЗ-1 и БЧЗ-4). Подготовительный этап принимается до конца 2023 года, до завершения обустройства. Начиная с 2024 года, запланирован ввод в эксплуатацию скв-н БЧЗ-1 и БЧЗ-4 с января 2024г. с начальными дебитами по нефти 15 и 8 т/сут. Далее, по мере выработки, скважина БЧЗ-4 планируется к ликвидации в конце 2028 года. Режим работы залежи принимается как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворенного газа.

II объект – данный объект планируется разрабатывать одной скважиной БЧЗ-2. С учетом высокого газового фактора, связанного в том числе и с прорывами газа газовой шапки, определили ограничение по суточной добыче газа на месторождении в целом на уровне 5300 м³/сут, что соответствует объему утилизации всего добытого газа на собственные нужды. С учетом ежемесячного снижения отборов газа по объекту I (Ю-V), добыча газа из объекта II скважины БЧЗ-2 (Ю-IVб) будет постепенно возрастать, т.е фактически будет производиться отбор и растворенного газа, и газа газовой шапки. Режим работы залежи принимается как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворенного газа и газонапорный режим.

С учетом ограничения по добыче газа, запланированного к полной утилизации на собственные нужды промысла, входной дебит скважины БЧЗ-2 принят на уровне 12 т/сут, ввод скважины запланирован в середине 2024 года. Эксплуатация предполагается фонтанным способом, на режиме постоянной депрессии. Первые полгода работы принимается работа скважины безводной нефтью.

Данное проектное технологическое решение по II объекту принимается для всех трех представляемых вариантов.

2 вариант (рекомендуемый):

Данный вариант аналогичен первому, в плане работы добывающих скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4 по объекту I. Отличием является тот момент, что запланирован ввод под нагнетание скважины БЧЗ-6 в 2024 году, которая на данный момент находится в консервации. Режим работы залежи принимается по блоку I с ППД, III блок как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворенного газа.

3 вариант:

Представленный вариант аналогичен первому и второму вариантам объекта I, в плане работы добывающих скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4, а также вводом под нагнетание скважины БЧЗ-6 в 2024 году. Основным отличием данного варианта является ввод из бурения добывающей скважины БЧЗ-5 в 2025 году на объекте I.

1.5.3. Технологические показатели вариантов разработки

Для разработки месторождения Байчунас Западный рассмотрены 3 варианта.

Карта расположения пробуренных и проектных скважин по объектам, и по вариантам разработки показаны на графических приложениях 11-13.

В таблицах 1.5-1-1.5-12 приведены технологические показатели разработки по рекомендуемому к внедрению варианту 2 по объектам разработки и месторождению в целом.

По остальным расчётным вариантам технологические показатели приведены в таблично-иллюстрационном приложении в таблицах П.1-П.24.

Таблица 1.5-1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2.

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод из ликвид		Перевод из конс.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приростность, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных	под добычу	под закачку	под закачку	под нагнет	добыч. под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, м³/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	3	1	1	10,03	17,61	2043	16,3
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	6,83	14,12	1894	17,2
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	4,84	12,52	1716	18,4
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	1	3,03	10,76	1435	18,7
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	3	1	1	1,96	9,86	1259	19,7
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	1	1	1,94	14,24	1706	24,0

Таблица 1.5-2 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2.

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, тыс. т		Обводненность, %	Добыча газа, млн.м³		Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				все го	мех.способом	все го	мех.способом		годовая	накопл.	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	8,347	23,4	31,6	17,6	49,4	0,193	14,65	12,9	28,6	15,7	43,0	1,699	3,6	5,8	5,8	31,5
2025	6,859	19,2	38,0	24,5	68,6	0,268	14,18	11,7	42,7	27,4	51,6	1,901	5,5	6,2	12,0	35,5
2026	4,859	13,6	43,5	29,3	82,3	0,321	12,57	10,9	55,3	38,3	61,3	1,722	7,3	6,6	18,5	44,4
2027	3,041	8,5	48,1	32,4	90,8	0,355	10,80	9,4	66,1	47,7	71,8	1,440	8,7	6,7	25,2	54,9
2028	1,968	5,5	60,0	34,3	96,3	0,376	9,89	8,6	76,0	56,3	80,1	1,263	10,0	7,1	32,3	65,3
2029	1,311	3,7	100,0	36,0	100,0	0,391	9,61	8,1	85,6	64,4	86,4	1,152	11,1	8,6	40,9	83,9

Таблица 1.5-3 – Характеристика основного фонда скважин по I эксплуатационному объекту. Вариант 2.

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод из ликвид		Перевод из конс.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приростность, м³/сут
	всего	добывающих	нагнетательных	под добычу	под закачку	под закачку	под нагнет	добыч. под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, м³/сут	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	2	1	1	10,03	19,6	2043,7	16,3
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	1	1	7,48	17,8	1523,3	17,2
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	1	1	5,61	16,6	1143,5	18,4
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	1	1	3,37	14,4	685,8	18,7
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	2	1	1	2,02	13,1	412,1	19,7
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2,42	24,5	492,5	24,0

Таблица 1.5-4 – Характеристика основных показателей разработки по I эксплуатационному объекту. Вариант 2.

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча газа, млн.м3		Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				все го	мех.с по-собом	все го	мех.с по-собом		годовая	накопл	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	6,590	23,0	33,8	15,7	55	0,246	12,89	12,9	26,7	15,7	48,9	1,343	3,0	5,8	5,8	36,5
2025	4,912	17,1	38,0	20,6	72	0,323	11,67	11,7	38,4	27,4	57,9	1,001	4,0	6,2	12,0	44,1
2026	3,688	12,9	46,0	24,3	85	0,380	10,91	10,9	49,3	38,3	66,2	0,751	4,8	6,6	18,5	52,1
2027	2,211	7,7	51,0	26,5	93	0,415	9,45	9,4	58,7	47,7	76,6	0,451	5,2	6,7	25,2	64,0
2028	1,329	4,6	62,6	27,9	97	0,435	8,60	8,6	67,3	56,3	84,5	0,271	5,5	7,1	32,3	76,6
2029	0,794	2,8	100,0	28,7	100	0,448	8,05	8,1	75,4	64,4	90,1	0,162	5,7	8,6	40,9	101,8

Таблица 1.5-5 – Характеристика основного фонда скважин по II эксплуатационному объекту. Вариант 2.

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод из ликвид		Перевод из конс.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных	под добычу	под закачку		под нагнет	добыв.под ликвид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	10,0	10,0	2040,8	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	5,6	7,2	2595,3	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	3,4	4,8	2799,9	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2,4	3,9	2853,2	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,8	3,7	2862,8	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,5	4,5	2854,8	0,0

Таблица 1.5-6 – Характеристика основных показателей разработки по II эксплуатационному объекту. Вариант 2.

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Добыча растворенного газа, млн.м3		Добыча газовой шапки, млн.м3		Всего добыча газа, млн.м3		Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отбора жидкости и закачки, %
		начальных	текущих				всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная	годовая	накопленная	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2024	1,756	25,2	25,6	1,87	27	0,067	1,756	0,0	1,87	0,0	0,0	0,357	0,37	0	0,23	0,357	0,60	0,0	0,0	0,0
2025	1,947	27,9	38,1	3,82	55	0,136	2,509	0,0	4,38	0,0	22,4	0,483	0,85	0,417	0,65	0,900	1,50	0,0	0,0	0,0
2026	1,171	16,8	37,1	4,99	72	0,178	1,660	0,0	6,04	0,0	29,5	0,513	1,36	0,458	1,11	0,971	2,47	0,0	0,0	0,0
2027	0,830	11,9	41,8	5,82	83	0,208	1,353	0,0	7,39	0,0	38,7	0,522	1,88	0,467	1,57	0,989	3,46	0,0	0,0	0,0
2028	0,639	9,2	55,3	6,46	93	0,231	1,297	0,0	8,69	0,0	50,8	0,524	2,41	0,469	2,04	0,993	4,45	0,0	0,0	0,0
2029	0,517	7,4	100,0	6,97	100	0,249	1,558	0,0	10,25	0,0	66,8	0,523	2,93	0,467	2,51	0,990	5,44	0,0	0,0	0,0

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

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

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 5 лет, 2 варианта 6 лет, 3 варианта 6 лет.

1 вариант. Бурение новых скважин не предусмотрено. Капитальные вложения запланированы на сумму 779,1 млн. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 30,8 тыс. тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,337 д.ед.

По этому варианту самый низкий уровень добычи углеводородов и самый низкий коэффициент нефтеизвлечения. Дисконтированные потоки денежной наличности при ставке 10 и 15%, накопленная сумма чистой прибыли ниже, чем по 2 и 3 вариантам.

2 вариант. Бурение новых скважин не предусмотрено. С 2024 года планируется закачка воды в 1 нагнетательную скважину, введенную из консервации.

Для внедрения данного варианта потребуется 793,7 млн. тенге инвестиций. Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 36,0 тыс. тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,391 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10% и 15%, сумма чистой прибыли и внутренняя норма прибыли (IRR) по этому варианту имеют максимальные значения. Проект окупается через 1 год.

3 вариант. Предусматривает бурение 1 добывающей скважины в 2025 году. Капитальные вложения для реализации данного варианта составляют 1206,4 млн. тенге. Накопленная добыча нефти составляет на конец прибыльного периода 39,5 тыс. тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,433 д.ед.

По данному варианту накопленный дисконтированный поток денежной наличности при ставке 10% и 15%, накопленная чистая прибыль и внутренняя норма прибыли (IRR) ниже, чем по 2 варианту. Срок окупаемости проекта 2 года.

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей разработки месторождения к внедрению рекомендуется 2 вариант, так как он характеризуется наилучшими экономическими показателями.

1.5.5. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

Принимая во внимание технологические условия эксплуатации скважин, полученные во время

поиска, оценки и пробной эксплуатации месторождения, основанные на результатах опробования, испытаний и эксплуатации поисковых и оценочных скважин, для выбора способа эксплуатации скважин рассмотрен как фонтанный, так и механизированный способ эксплуатации, на период дальнейшей промышленной эксплуатации месторождения Байчунас Западный.

Фонтанный способ эксплуатации

Режим эксплуатации фонтанных скважин устанавливают на основе обеспечения рационального расхода энергии пласта. Нормальная эксплуатация скважины заключается в получении максимального дебита при небольшом газовом факторе, наименьших количествах воды и песка, бесперебойном фонтанировании.

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

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

Для контроля за работой скважин на устьевой обвязке смонтированы манометры в трубном, затрубном, межколонном пространстве и на выкидной линии, пробобортные краны для отбора проб и затрубный отвод для контроля за статическим и динамическим уровнями.

Режим и сроки фонтанирования скважин определены в зависимости от условий разработки залежей, а именно:

- до момента естественного прекращения фонтанирования;
- при заданной величине забойного давления в скважинах равного или большего давлению насыщения;

Определение оптимального режима работы фонтанных скважин и необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. Для обоснования выбора оборудования и режима работы скважин при фонтанной эксплуатации, расчёты основываются на минимуме среднего градиента давления по колонне НКТ, то есть перепад давления должен быть минимальным, что равносильно максимальному отбору из скважины в соответствии с её продуктивностью.

Ниже приведено согласование прогнозных показателей с минимальными забойными давлениями фонтанирования, зависящими от газосодержания и обводнённости добываемой продукции.

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальные дебит при возможно меньшем газовом факторе с минимальными потерями давления в подъемнике (фонтанирование на оптимальном режиме).

Для создания таких условий фонтанирования и определения условий перевода скважин на механизированную добычу, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин (при условии $P_{заб} \geq P_{нас}$) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), обосновать выбор фонтанного подъемника (компоновку лифта) и согласовать работу системы пласт-скважина, (Q_n , P_y , $P_{заб}$, $K_{прод}$), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования.

Для расчета и обоснования предельных забойных давлений, ниже которых скважина прекращает фонтанирование и предельную обводненность, использован графоаналитический метод, основанный на определении соотношений объема свободного газа и расхода газа при работе газожидкостного подъемника с безводной и обводненной продукцией.

Для условия фонтанирования необходимо, чтобы средний объем свободного газа, приходящийся на единицу массы жидкости ($\Gamma_{эф}$) был больше или, по крайней мере, равен удельному расходу газа, при работе подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}$ ($\Gamma_{эф} \geq R_{опт}$). Учитывая, что $P_{заб} > P_{нас}$, то выделение газа начинается не на забое, а в подъемнике на глубине $H_{нас}$, тогда условие фонтанирования следующее:

$$\frac{\Gamma - 10^3 * P_y * \alpha / \rho_H * (1 - \frac{p_v}{100})}{2} \geq \frac{0.388 * H * (H * \rho_{ж} * g - P_{нас} + P_y)}{d^{0.5} * (P_{нас} - P_y) * \lg \frac{P_{нас}}{P_y}} \quad (6.1.1)$$

где:

Γ – газовый фактор, м³/т;

α – коэффициент растворимости, МПа⁻¹;

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

P_y – давление на устье, МПа;

p_v – обводненность продукции, %;

ρ_H – средняя плотность нефти, кг/м³;

d – внутренний диаметр НКТ, м;

H – длина газожидкостного подъемника, м.

Решая уравнение относительно H , определяем глубину ($H_{нас}$), которая по расчету соответствует давлению насыщения.

При условии, что фонтанные трубы спущены до интервала перфорации, минимальное давление фонтанирования на забое скважины определяется, как сумма $P_{нас}$ и гидростатического давления столба жидкости от глубины $H_{нас}$ до башмака $H_б$:

$$P_{зab} = P_{нас} + (H_б - H_{нас}) * \rho_{ж} * g \quad (6.1.2)$$

где:

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³.

В таблице 1.5.5-1 приведены средние значения параметров для расчета условий фонтанирования скважины для горизонта Ю-V и Ю-IV-Б.

Таблица 1.5.5-1 – Исходные параметры

Параметры	Горизонт Ю-V	Горизонт Ю-IV-Б
Средняя глубина залегания, м	1250	1165
Приведенное пластовое давление к уровню ВНК, МПа	13,6	12,3
Давление насыщения, МПа	11,5	12,3
Плотность пластовой нефти, г/см ³	0,661	-
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	0,794	0,808
Газосодержание, м ³ /т	203,74	346,1
Плотность пластовой воды, г/см ³	1,178	-

Определение оптимального режима работы фонтанных скважин и необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. Для обоснования выбора оборудования и режима работы скважин при фонтанной эксплуатации, расчёты основываются на минимуме среднего градиента давления по колонне НКТ, то есть перепад давления должен быть минимальным, что равносильно максимальному отбору из скважины в соответствии с её продуктивностью.

Применяемые на месторождении трубы диаметром 73 мм рациональны для обеспечения проектных дебитов, при этом подъемник работает с минимальными гидравлическими потерями. Для осуществления расчета, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм с толщиной стенки 5.5 мм, которая спускается до интервала перфорации. Глубина спуска насосно-компрессорных труб до интервала перфорации обеспечивает вынос песка при минимальных скоростях потока (низких дебитах) и улучшит условия фонтанирования, так как газ из пласта поступает непосредственно в подъемник, и скважина работает равномерно без пульсаций. Согласно, проведенного расчёта на прочность одноступенчатой колонны из труб одинаковой прочности и толщины стенки, с учётом действующих на НКТ максимальных нагрузок, условиям эксплуатации отвечают трубы из стандартизованных сталей марки Д (ГОСТ 633-80) с пределом текучести не менее 38 МПа и J-55 (стандарт 5А АНИ с наименьшим пределом текучести от 37.9 МПа). Выбранная одноступенчатая компоновка лифтовой колонны обеспечит: максимальную отдачу скважины, проведение необходимых геофизических исследований, достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций.

Фонтанный способ эксплуатации

Устьевое оборудование

Устьевое оборудование проектной фонтанной нефтяной скважины выбирается согласно

результатам опробования на стадии разведки продуктивного горизонта месторождения. Фонтанная арматура АФК - 65×35 по ГОСТ 13846-2003 на рабочее давление 35 МПа соответствует условиям эксплуатации фонтанных скважин на месторождении. Диаметр проходного отверстия ствола елка и боковых отводов 65 мм.

Управление запорными устройствами (задвижками) на боковых отводах ручным способом. Ствол фонтанной елки должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном, ручного управления. Боковые арматуры оборудуются регулируемыми штуцерами (или регулируемыми дросселями).

Внутрискважинное оборудование

Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,51 мм.

В таблице 1.5.5-2 приведена предлагаемая компоновка лифта для проектной фонтанной скважины с указанием толщины стенок НКТ и глубины спуска.

Таблица 1.5.5-2 - Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр лифтовой колонны, мм	Толщина стенки НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, мм
177.8	73	5.51	До интервала перфорации

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, размер и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине пакера (при необходимости), обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающих в ходе различных операций, которые могут проводиться в течении всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб (до интервала перфорации) обусловлена тем, что при этом обеспечивается более полный вынос воды с забоя скважин при минимальных скоростях потока (при низких дебитах). Кроме того, при спуске НКТ до перфорации, улучшаются условия фонтанирования, так как газ из пласта поступает непосредственно в подъемник, и скважина работает равномерно без пульсаций.

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

Учитывая опыт эксплуатации месторождений со схожими с месторождением Байчунас Западными условиями, рекомендуются винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ).

Возможность регулирования подачи насоса сменой диаметра шкива позволяет эксплуатацию винтового насоса в широком диапазоне дебитов, возможности оптимизации работы скважин без участия бригад ПРС делает эксплуатацию ВШН привлекательной в плане небольших материальных затрат. Винтовые насосы имеют диапазон добычи от 1 до 750 м³/сут, они работают стабильно при высоком содержании воды, устойчивы к песку и абразивам.

В таблице 1.5.5-3 показаны нормальные условия применения винтовых насосов.

Таблица 1.5.5-3– Нормальные условия применения винтовых насосов

Наименование	Параметры
Максимальная глубина подвески	2400 м
Напор стандартное исполнение	120 бар
Специальное исполнение	240 бар
Отклонение скважины	насосы могут быть установлены в наклонных скважинах
Дебит	0,5 – 110 м ³ /сутки (при 100 об/мин)
Температура	до 135°С
Добываемая жидкость	
Плотность нефти (при н. у.)	0,82-1,04 г/см ³

Вязкость нефти (на приеме насоса)	1 – 1000 спз
ГНФ (на приеме насоса)	40 % (максимальный)
Содержание воды	0 – 100%
Примеси:	
H ₂ S	до 5%
CO ₂	до 1000 ppm
Песок	до 10%

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

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

Эластомер является ключевым элементом в конструкции насоса: он должен быть достаточно жесткий для того, чтобы выдержать вкрапление гранул песка, а еще достаточно гибким для того, чтобы гранулы песка смогли деформировать эластомер и выйти по мере прохождения переднего края ротора. Эластомер должен быть стойким к ароматическим компонентам, которые содержатся в добываемой нефти, и установлен внутри статора с высокой точностью без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к преждевременному выходу из строя. С учетом проведения возможных работ по термической обработке скважин с применением пара, эластомеры винтовых насосов должны подбираться исходя из возможного высокотемпературного воздействия.

Обычно роторы покрыты хромом с целью придания поверхности большей устойчивости к износу от стирания песком. Тем не менее, на практике наблюдается, что хром на направляющей кромке ротора изнашивается относительно быстро в течение первых нескольких месяцев, обычно оголяя сталь. Хром может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если износ не слишком чрезмерный.

В процессе всего периода проекта пробной эксплуатации, на месторождении Байчунас Западный вся информация по эксплуатации винтовых насосов должна тщательно сохраняться (например, срок службы, причины смены, снижение эффективности работы) для того, чтобы могли быть выбраны конструкции насосов, которые были бы оптимальными для месторождения. Заводы-изготовители насосов также весьма заинтересованы в этих данных, поскольку эти данные используются для контроля качества, что, в конечном счете, приводит к усовершенствованию продукции и оптимизации эксплуатации насосов на отдельных месторождениях. Некоторые рассматриваемые варианты для насосов, если возникнут проблемы со стандартной конструкцией, могут включать следующее:

- использование насоса большей производительности (большей объемной производительности) и эксплуатирующегося при меньшем количестве оборотов в минуту для достижения больших дебитов;
- использование борированных роторов вместо стандартных хромированных роторов;
- использование более длинных насосов с большим количеством ступеней фаз с целью увеличения срока службы, поскольку насос может сохранять коэффициент полезного действия в течение более продолжительного времени перед сменой. В этом случае, высота подъема нагнетаемой жидкости должна создавать меньшее общее давление, чем в случае с меньшим количеством подъемов, что снижает утечку и износ.

Условия выбора ВШНУ, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- Тип нефти. Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к повреждению эластомера и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.

- Коэффициент полезного действия насоса. Это - функция скорости утечки жидкости между полостями, а также это - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на, пожалуй, 10-20 мкм.

- Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, который ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает (>0.1%) для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глин) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

- Объемная производительность. Производительность насоса является функцией дебита добычи общих флюидов скважины. В общем, общей практикой является проведение анализа выбора насоса, основываясь на ожидаемых объемах дебитов, затем выбор насоса большей производительности.

- Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса поступающего из пласта песка.

В последнее время на рынке услуг по нефтяному оборудованию, ВШНУ представлены многими фирмами, без принципиальных различий и отличающиеся в основном стоимостью установок.

На месторождении могут быть применены установки других фирм с аналогичной характеристикой.

Выбор скважин для оборудования ВШНУ должен основываться на возможности установления оптимальных режимов с учетом характеристики скважин и насосной установки. Рекомендуется установку оборудовать наземным щитом управления, позволяющим регулировать частоту оборотов в минуту (скорость вращения ротора) без остановки скважины.

По состоянию на 01.05.2023 г. на месторождении Байчунас Западный все действующие добывающие скважины оборудованы установками ВШНУ.

На месторождении применяют винтовые штанговые насосные установки модели «22-1800».

Тип применяемых эластомеров насосов – высоко-нитрильный. Статор винтовых насосов спускают на колонне НКТ диаметром 73 мм, ротор на одноступенчатой колонне штанг диаметром 22.2 мм (2 7/8").

На месторождении регулирование параметров работы насоса осуществляется регулировкой регулятора напряжения на ШСУ, что изменяет частоту вращения штанг и соответственно изменяет параметры работы насоса.

1.5.6. Требования и рекомендации к системе сбора, транспорта и подготовки нефти

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутри промыслового сбора и транспорта необходимо учитывать следующие позиции:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- содержание в попутном газе сероводорода, углекислого газа и меркаптанов;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- близость от месторождения существующих магистральных нефтепроводных и газопроводных систем;
- удаленность объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутри промыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

Система внутри промыслового сбора продукции скважин включает в себя:

- эксплуатационные скважины;
- индивидуальные выкидные линии сбора нефтегазовой жидкости;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхним и нижним уровням основных технологических параметров (давление, температура, уровни в емкостном оборудовании и т.п.), системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти до товарной кондиции и сдачи потребителю.

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

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- содержание в попутном газе сероводорода, углекислого газа и меркаптанов;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- близость от месторождения существующих магистральных нефтепроводных и газопроводных систем;
- удаленность объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

Система внутрипромыслового сбора продукции скважин включает в себя:

- эксплуатационные скважины;
- индивидуальные выкидные линии сбора нефтегазовой жидкости;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;

По состоянию на 01.05.2023г. на месторождении Байчунас Западный всего пробурено 5 скважины БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-3, БЧЗ-4 и БЧЗ-6. Скважина БЧЗ-3, в связи с отсутствием в ее разрезе продуктивных горизонтов, ликвидирована. Скважины БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4 и БЧЗ-6 находятся в консервации.

Сбор и отгрузка добытой продукции от скважин при пробной эксплуатации скважины БЧЗ-1 и испытании скважин БЧЗ-2 и БЧЗ-4 осуществлялась по упрощенной схеме, предусматривающей сбор, дегазация добытой жидкости и отгрузку ее через наливной стояк в автоцистерны для дальнейшей транспортировки и подготовки на действующей УПН, находящейся на контрактной территории ТОО «5A OIL (5A ОИЛ)» месторождения Восточный Макат (участок Жана Макат).

Монтаж и пуск в эксплуатацию УПН на месторождении Байчунас Западный был завершен в феврале-марте 2021г. Технологическая схема существующей УПН, приведена на рисунке 6.3.1.

При проведении промышленной разработке месторождения Байчунас Западный предусматривается с использованием скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4, БЧЗ-6. Скважина БЧЗ-6 предусмотрена в качестве нагнетательной для ППД водой. Также предусмотрено подключение ранее ликвидированной скважины БЧЗ-3 после ее восстановления путем зарезки бокового стола и проектной

оценочной скважины БЧЗ-7, в случае вскрытия в их разрезе продуктивных горизонтов и последующего проведения испытания продуктивных объектов.

Описание состава технологического оборудования на УПН, с учетом установки дополнительного оборудования, и технологического процесса приведены ниже.

Система сбора и подготовки будет включать основные компоненты, такие как:

- Выкидные линии Ду 80 мм;
- Манифольд;
- Блок дозирования химического реагента БДР-2,5 типа ОЗНА – 1 ед.
- Насосная станция для ППД -1ед.;
- Насос НБ-125ИЖ– 1 ед., НБ-125ИЖ (резерв)– 1 ед., для ППД;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, V=6,5 м3 – 1 ед.;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м3 – 1 ед.;
- Сепаратор газа ГС 1-0.6-1.6 – 1 ед.;
- ГРПШ 0.7-У1 - шкаф для регулирования давления газа – 1 ед.;
- Подогреватель ПП-0.63А для нагрева входящей нефти – 1 ед.,
- Подогреватель ПП-0.63А для нагрева закачиваемой воды и технологических трубопроводов – 1 ед.,
- Вертикальная факельная установка с оголовком - 1 ед.
- Хранение жидкостей: Отстойник нефти ОГН-П-50м3-1ед., резервуар РГСН-75 м3 (нефть) с теплоизоляцией - 3 ед., Емкость РГСВ-75 м3 (пластовая вода) – 2 ед., Емкость РГСВ-100 м3 (вода для пожаротушения) – 2 ед.;
- Газовый генератор электричества (ГЭС) мощностью 400 кВА - 2 ед.;
- Дизель-генератор мощностью 360 кВА - 1 ед.
- Технологические циркуляционные насосы типа КМ100-80-170-Е - 2 ед. (Q=100 м3/час, H=25 м, N=11 кВт*час) для циркуляции пластовой воды между РГСН и подогревателем.
- Механическая сливно-наливная установка типа АСН-2В (О-КМ-1) У2 (953.00.00.00.00-02/196.03.00.00). – 2 ед.
- Емкость для хранения дизельного топлива для электрических генераторов V=25 м3 – 1 ед.

Описание технологических процессов

Сбор и транспорт нефти на месторождении Байчунас Западный осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе, газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока регулируемого разными задвижками, где поток направляется на тестирование и на добычу.

Линия замера (тестирования) поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1200, объём сепаратора V = 6.5 м3 под давлением 2.0 бар. Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м3 под давлением 2.0 бар. Далее, линии выхода нефти от двух сепараторов проходят через подогреватель ПП-0.63А (газовая косвенного нагрева) где нагревается до ≈ 800С. Хим.реагент от блока дозирования реагента БДР-1, ОЗНА-2.5 дозируется в общий поток продукции скважин. Тип реагента - деэмульгатор.

Нефть после ПП-0.63А, направляется под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м3 для отстаивания воды и обессоливания. Далее нефть направляется в горизонтальные емкости РГСН-75 м3 (3 ед.) для хранения, при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на другой РГСН-75 м3 для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm.

В первичном и тестовом нефтегазовых сепараторах предусмотрены сбросные предохранительные клапана, предназначенные для сброса газа с верхней части сосуда при превышении давления в сепараторах. Сброс выполняется на факел через факельный газопровод.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м3 и НГСВ 2-1,4-1200, V=6,5 м3, направляется под собственным давлением на ПП-0.63А для подогрева и далее на емкости РГСН-75 м3 (2 ед.), где производится замер воды. При заполнении резервуаров вода подается на нагнетательную скважину БЧЗ-6 для закачки в пласт с насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.). На входе насосов НБ-125 ИЖ предусмотрено дозирование воды химическими реагентами от БДР-2 и фильтр сетчатый для повышения эффективности удаления взвешенных веществ. Также предусмотрена возможность автоматизированной системы налива АСН-2В.

Сепарированный газ с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1200 и НГСВ 2-1,4-2000 направляется на газовый сепаратор ГС 1-1,6-800. На ГС 1-1,6-800, рабочее давление 2 бар, происходит

разделение остаточного конденсата и где давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ, далее газ используется на подогревателях нефти и воды (подогрев нагнетаемой воды и технологических трубопроводов в целях избежания отложения парафина), двух газовых генераторов электричества (ГЭС) с мощностью 400 кВА и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (продувка, дежурная горелка). Аварийный сброс с СППК осуществляется в факельную систему.

На УПН для налива нефти в автоцистерны используют наливную эстакаду, состоящую из площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры (предусмотрен счетчик нефти для откачки нефти). Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется с помощью блока для автоналива.

Питьевая вода для персонала привозная бутилированная. Вода на технологические нужды транспортируется из поселка Доссор.

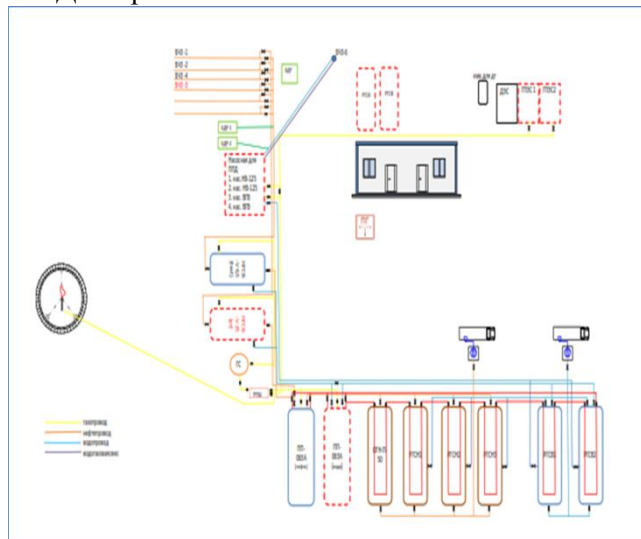


Рисунок 4. Технологическая схема УПН на период промышленной разработки месторождения Байчунас Западный

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

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

Добываемый сырой газ на месторождении является попутным, и его объемы определяются исходя из объемов добычи нефти.

В 2019г. была разработана «Программа развития переработки попутного газа при пробной эксплуатации месторождения Байчунас Западный на период 14.10.2019-29.04.2021 гг.», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа МЭ РК (Протокол №4 от 11.10.2019г.) с показателями добычи и расхода газа на период 14.10.2019г.-31.12.2020гг.

В 2020г. была разработана «Корректировка программы развития переработки сырого газа при пробной эксплуатации на месторождении Байчунас Западный на период 14.10.2019г.-29.04.2021г.», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа МЭ РК (Протокол №6 от 28.12.2010г.) с показателями добычи и расхода газа на период 01.01-29.04.2021г.

Проектными решениями, в период пробной эксплуатации месторождения Байчунас Западный, предусмотрено использование части объемов добытого сырого газа на собственные нужды (подогреватель ПП-0,63А) и сжигание излишков сырого газа.

В 2021г. в связи с продлением периода разведки до 29.04.2023 г. и согласованием «Дополнения к Проекту пробной эксплуатации горизонта Ю-V месторождения Байчунас Западный» до 29.04.2023 г., была подготовлена «Программа развития переработки сырого газа при пробной эксплуатации горизонта Ю-V месторождения Байчунас Западный на период 15.09.2020г.-29.04.2023г.», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа МЭ РК (Протокол №4/2 от 26.08.2021г.) с показателями добычи и расхода газа на период 15.09.2021-29.04.2023г.

Проектными решениями «Программы...», как и ранее, предусмотрено использование части объемов добытого сырого газа на собственные нужды (подогреватель ПП-0,63А) и сжигание излишков сырого газа.

В целом за 2021г. использование попутного газа на собственные нужды составило 0,043 млн. м³, сожжено на факеле 0,447 млн. м³.

За 2022г. использование попутного газа на собственные нужды составило 0,102519 млн. м³, сожжено на факеле 0,124664 млн. м³.

За период 01.01-29.04.2023г. использование попутного газа на собственные нужды составило 0,049916 млн. м³, сожжено на факеле 0,147409 млн. м³.

В процессе промышленной эксплуатации месторождения Байчунас Западный, с 2024г., запланированный к добыче сырой газ, предусмотрено использовать в качестве топлива для собственных нужд (подогрев входящей жидкости, подогрев нагнетаемой воды и технологических трубопроводов в целях избежание отложения парафина, выработка электроэнергии).

К началу промышленной разработки месторождения предусматривается установить на УПН дополнительное технологическое оборудования (подогреватель ПП-0,63А и газопоршневые генераторы мощностью 400 кВА).

Таким образом, использование сырого газа предусматривается в следующем технологическом оборудовании:

- подогреватель ПП-0.63А для нагрева входящей жидкости (347 дней в году) – 1 ед.;
- подогреватель ПП-0.63А для нагрева закачиваемой воды и обогрева помещений (120 дней в году) – 1 ед.;
- источники электроэнергии ГЭС-1 и ГЭС-2 (газовые генераторы электричества мощностью 400 кВА), работа ГПЭС попеременно в течение года – 2 ед.

Также, предусмотрена эксплуатация факельной установки в дежурном режиме (дежурная горелка и продувка), предназначенной для технологически неизбежного сжигания сырого газа, для обеспечения безопасности производства (V7).

Технологически неизбежное сжигание сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V6), техническом обслуживании и ремонтных работах (V8), технологических сбоях, отказах и отклонении в работе технологического оборудования (V9), не предусмотрено.

В таблице 1.5.7-1 приведен баланс переработки сырого газа за рентабельный период по рекомендуемому 2 варианту разработки, с января 2024 года по декабрь 2029 года.

Таблица 1.5.7-1. Баланс газа месторождения Байчунас Западный на 2024-2029гг.

Год	Добыча газа, млн.м ³	Потребление на собственные нужды, млн.м ³					Технологически неизбежное сжигание (дежурная горелка и продувка), млн.м ³	Утилизация, %
		Всего	Подогреватель ПП-0.63А (вх. жидкость)	Подогреватель ПП-0.63А (нагнет. вода и обогрев)	ГЭС – 1, 400 кВА	ГЭС – 2, 400 кВА		
2024	1,699477	1,655557	0,545317	0,144000	0,483120	0,483120	0,04392	97,4
2025	1,900658	1,856858	0,543818	0,153216	0,581501	0,578323	0,04380	97,7

2026	1,722154	1,678354	0,509674	0,161280	0,505080	0,502320	0,04380	97,5
2027	1,439952	1,396152	0,466368	0,164160	0,383861	0,381763	0,04380	97,0
2028	1,263348	1,219428	0,437220	0,167328	0,307440	0,307440	0,04392	96,5
2029	1,151688	1,107888	0,416400	0,165888	0,263520	0,262080	0,04380	96,2

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 с пунктом 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.

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

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

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

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

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

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

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МОС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре 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 по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия.

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

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

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

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 отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов

Таблица 1.8-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категории воздействия, балл			Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальное</u> 1	<u>Кратковременное</u> 1	<u>Незначительное</u> 1	1- 8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченное</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабое</u> 2	9- 27	Воздействие средней значимости
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3	28 - 64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4		

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

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

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

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

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

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, 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.

Прогнозные технологические показатели были рассчитаны по основным разрабатываемым горизонтам месторождения, результаты которых суммированы в целом по месторождению и приводятся ниже. Расчеты выполнены по методике ТатНИПИнефть.

Расчетные варианты технологических показателей базировались на фактическом состоянии разработки.

Рассмотрены три варианта разработки для объекта I, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин для объекта, а также системой воздействия на пласт, и один вариант для II объекта.

1 вариант:

I объект запланирован к эксплуатации 2 скважинами (БЧЗ-1 и БЧЗ-4). Подготовительный этап принимается до конца 2023 года, до завершения обустройства. Начиная с 2024 года, запланирован ввод в эксплуатацию скв-н БЧЗ-1 и БЧЗ-4 с января 2024г. с начальными дебитами по нефти 15 и 8 т/сут. Далее, по мере выработки, скважина БЧЗ-4 планируется к ликвидации в конце 2028 года. Режим работы залежи принимается как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворенного газа.

II объект – данный объект планируется разрабатывать одной скважиной БЧЗ-2. С учетом высокого газового фактора, связанного в том числе и с прорывами газа газовой шапки, определили ограничение по суточной добыче газа на месторождении в целом на уровне 5300 м³/сут, что соответствует объему утилизации всего добытого газа на собственные нужды. С учетом ежемесячного снижения отборов газа по объекту I (Ю-V), добыча газа из объекта II скважины БЧЗ-2 (Ю-IVб) будет постепенно возрастать, т.е фактически будет производиться отбор и растворенного газа, и газа газовой шапки. Режим работы залежи принимается как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворенного газа и газонапорный режим.

С учетом ограничения по добыче газа, запланированного к полной утилизации на собственные нужды промысла, входной дебит скважины БЧЗ-2 принят на уровне 12 т/сут, ввод скважины запланирован в середине 2024 года. Эксплуатация предполагается фонтанным способом, на режиме постоянной депрессии. Первые полгода работы принимается работа скважины безводной нефтью.

Данное проектное технологическое решение по II объекту принимается для всех трех представляемых вариантов.

2 вариант (рекомендуемый):

Данный вариант аналогичен первому, в плане работы добывающих скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4 по объекту I. Отличием является тот момент, что запланирован ввод под нагнетание скважины БЧЗ-6 в 2024 году, которая на данный момент находится в консервации. Режим работы залежи принимается по блоку I с ППД, III блок как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворенного газа.

3 вариант:

Представленный вариант аналогичен первому и второму вариантам объекта I, в плане работы добывающих скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4, а также вводом под нагнетание скважины БЧЗ-6 в 2024 году. Основным отличием данного варианта является ввод из бурения добывающей скважины БЧЗ-5 в 2025 году на объекте I.

При проведении промышленной разработке месторождения Байчунас Западный предусматривается с использованием скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4, БЧЗ-6. Скважина БЧЗ-6 предусмотрена в качестве нагнетательной для ППД водой. Также предусмотрено подключение ранее ликвидированной скважины БЧЗ-3 после ее восстановления путем зарезки бокового стола и проектной оценочной скважины БЧЗ-7, в случае вскрытия в их разрезе продуктивных горизонтов и последующего проведения испытания продуктивных объектов.

Описание состава технологического оборудования на УПН, с учетом установки дополнительного оборудования, и технологического процесса приведены ниже.

Система сбора и подготовки будет включать основные компоненты, такие как:

- Выкидные линии Ду 80 мм;
- Манифольд;
- Блок дозирования химического реагента БДР-2,5 типа ОЗНА – 1 ед.
- Насосная станция для ППД -1 ед.;
- Насос НБ-125ИЖ – 1 ед., НБ-125ИЖ (резерв) – 1 ед., для ППД;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, $V=6,5 \text{ м}^3$ – 1 ед.;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-2000, $V=25 \text{ м}^3$ – 1 ед.;
- Сепаратор газа ГС 1-0.6-1.6 – 1 ед.;
- ГРПШ 0.7-У1 - шкаф для регулирования давления газа – 1 ед.;
- Подогреватель ПП-0.63А для нагрева входящей нефти – 1 ед.,
- Подогреватель ПП-0.63А для нагрева закачиваемой воды и технологических трубопроводов – 1 ед.,
- Вертикальная факельная установка с оголовком - 1 ед.
- Хранение жидкостей: Отстойник нефти ОГН-П-50м³-1ед., резервуар РГСН-75 м³ (нефть) с теплоизоляцией - 3 ед., Емкость РГСВ-75 м³ (пластовая вода) – 2 ед., Емкость РГСВ-100 м³ (вода для пожаротушения) – 2 ед.;
- Газовый генератор электричества (ГЭС) мощностью 400 кВА - 2 ед.;
- Дизель-генератор мощностью 360 кВА - 1 ед.
- Технологические циркуляционные насосы типа КМ100-80-170-Е - 2 ед. ($Q=100 \text{ м}^3/\text{час}$, $H=25 \text{ м}$, $N=11 \text{ кВт} \cdot \text{час}$) для циркуляции пластовой воды между РГСН и подогревателем.
- Механическая сливно-наливная установка типа АСН-2В (О-КМ-1) У2 (953.00.00.00.00-02/196.03.00.00). – 2 ед.
- Емкость для хранения дизельного топлива для электрических генераторов $V=25 \text{ м}^3$ – 1 ед.

Описание технологических процессов

Сбор и транспорт нефти на месторождении Байчунас Западный осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе, газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока регулируемого разными задвижками, где поток направляется на тестирование и на добычу.

Линия замера (тестирования) поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1200, объем сепаратора $V = 6.5 \text{ м}^3$ под давлением 2.0 бар. Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1.4-2000, $V=25 \text{ м}^3$ под давлением 2.0 бар. Далее, линии выхода нефти от двух сепараторов проходят через подогреватель ПП-0.63А (газовая косвенного нагрева) где нагревается до $\approx 80^\circ\text{C}$. Хим.реагент от блока дозирования реагента БДР-1, ОЗНА-2.5 дозируется в общий поток продукции скважин. Тип реагента - деэмульгатор.

Нефть после ПП-0.63А, направляется под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м³ для отстаивания воды и обессоливания. Далее нефть направляется в горизонтальные емкости РГСН-75 м³ (3 ед.) для хранения, при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на другой РГСН-75 м³ для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm.

В первичном и тестовом нефтегазовых сепараторах предусмотрены сбросные предохранительные клапана, предназначенные для сброса газа с верхней части сосуда при превышении давления в сепараторах. Сброс выполняется на факел через факельный газопровод.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1.4-2000, $V=25 \text{ м}^3$ и НГСВ 2-1,4-1200, $V=6,5 \text{ м}^3$, направляется под собственным давлением на ПП-0.63А для подогрева и далее на емкости РГСН-75 м³ (2 ед.), где производится замер воды. При заполнении резервуаров вода подается на нагнетательную скважину БЧЗ-6 для закачки в пласт с насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.). На входе насосов НБ-125 ИЖ предусмотрено дозирование воды химическими реагентами от БДР-2 и фильтр сетчатый для повышения эффективности удаления взвешенных веществ. Также предусмотрена возможность автоматизированной системы налива АСН-2В.

Сепарированный газ с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1200 и НГСВ 2-1,4-2000 направляется на газовый сепаратор ГС 1-1,6-800. На ГС 1-1,6-800, рабочее давление 2 бар, происходит разделение остаточного конденсата и где давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ, далее газ используется на подогревателях нефти и воды (подогрев нагнетаемой воды и

технологических трубопроводов в целях избежания отложения парафина), двух газовых генераторов электричества (ГЭС) с мощностью 400 кВА и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (продувка, дежурная горелка). Аварийный сброс с СППК осуществляется в факельную систему.

На УПН для налива нефти в автоцистерны используют наливную эстакаду, состоящую из площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры (предусмотрен счетчик нефти для откачки нефти). Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется с помощью блока для автоналива.

Питьевая вода для персонала привозная бутилированная. Вода на технологические нужды транспортируется из поселка Доссор.

В процессе промышленной эксплуатации месторождения Байчунас Западный, с 2024г., запланированный к добыче сырой газ, предусмотрено использовать в качестве топлива для собственных нужд (подогрев входящей жидкости, подогрев нагнетаемой воды и технологических трубопроводов в целях избежания отложения парафина, выработка электроэнергии).

К началу промышленной разработки месторождения предусматривается установить на УПН дополнительное технологическое оборудования (подогреватель ПП-0,63А и газопоршневые генераторы мощностью 400 кВА).

Таким образом, использование сырого газа предусматривается в следующем технологическом оборудовании:

- подогреватель ПП-0.63А для нагрева входящей жидкости (347 дней в году) – 1 ед.;
- подогреватель ПП-0.63А для нагрева закачиваемой воды и обогрева помещений (120 дней в году) – 1 ед.;
- источники электроэнергии ГЭС-1 и ГЭС-2 (газовые генераторы электричества мощностью 400 кВА), работа ГПЭС попеременно в течение года – 2 ед.

Также, предусмотрена эксплуатация факельной установки в дежурном режиме (дежурная горелка и продувка), предназначенной для технологически неизбежного сжигания сырого газа, для обеспечения безопасности производства (V7).

Технологически неизбежное сжигание сырого газа при проведении пусконаладочных работ технологического оборудования (V6), техническом обслуживании и ремонтных работах (V8), технологических сбоях, отказах и отклонении в работе технологического оборудования (V9), не предусмотрено.

Баланс газа месторождения Байчунас Западный на 2024-2029гг.

Год	Добыча газа, млн.м ³	Потребление на собственные нужды, млн.м ³					Технологически неизбежное сжигание (дежурная горелка и продувка), млн.м ³	Утилизация, %
		Всего	Подогреватель ПП-0.63А (вх. жидкость)	Подогреватель ПП-0.63А (нагнет. вода и обогрев)	ГЭС – 1, 400 кВА	ГЭС – 2, 400 кВА		
2024	1,699477	1,655557	0,545317	0,144000	0,483120	0,483120	0,04392	97,4
2025	1,900658	1,856858	0,543818	0,153216	0,581501	0,578323	0,04380	97,7
2026	1,722154	1,678354	0,509674	0,161280	0,505080	0,502320	0,04380	97,5
2027	1,439952	1,396152	0,466368	0,164160	0,383861	0,381763	0,04380	97,0
2028	1,263348	1,219428	0,437220	0,167328	0,307440	0,307440	0,04392	96,5
2029	1,151688	1,107888	0,416400	0,165888	0,263520	0,262080	0,04380	96,2

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

Источниками выбросов при выводе из консервации скважины

Подготовительные работы и монтаж установки КРС

Источник №6001 – Участок сварки;
 Источник №6002 - Погрузочно-разгрузочные работы;
 Источник №6003 - Разработка грунта экскаватором;
 Источник №6004 - Разработка грунта бульдозером (ПРС).

Раконсервация скважин и подготовительные работы к испытанию:

Организованные источники

Источник №0001 – Дизельный двигатель при освещении;
 Источник №0002- Дизельный двигатель БУ ZJ-20
 Источник №0003 – Цементировочный агрегат, «ЦА-320М»;
 Источник №0004 – Дизельгенератор (резерв.)
 Источник №0005 – Сварочный агрегат;

Неорганизованные источники

Источник №6005 – Емкость для дизтоплива;
 Источник №6006 – Насос для перекачки дизтоплива;
 Источник №6007 – Емкость для масла;
 Источник №6008 – Емкость для сбора шлама.

В целом по месторождению при выводе из консервации скважины выявлено: 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 5, неорганизованных – 8.

Выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при выводе из консервации скважины выбросов загрязняющих веществ в атмосферу– 12.586286306 г/с и/или 75.22114751 т/год.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации являются:

Организованные источники

Источник №0001-0002, Подогреватель нефти ПП-0,63А;
 Источник №0003-0004, ГЭС-1 и ГЭС-2;
 Источник №0005, ДЭС 360 кВт;
 Источник №0006, Факельная установка (дежурная горелка);

Неорганизованные источники

Источник №6001, Емкость для дизтоплива 25 м³;
 Источник №6002, Емкость отстойник нефти ОГН-П-50 м³;
 Источник №6003-6005, Резервуар РГСН 75 м³ нефти;
 Источник №6006-6007, Насос для нефти;
 Источник №6008-6009, Сливно-наливная установка;
 Источник №6010, Сепаратор газа;
 Источник №6011-6012, Насос НБ-125;
 Источник №6013, Насос для закачки пластовой воды;
 Источник №6014, Выкидные линии;
 Источник №6015-6017, Устье скважин;
 Источник №6018, Блок реагентов;
 Источник №6019, 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, V=6,5 м³;
 Источник №6020, 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, V=25 м³;

В целом по месторождению при эксплуатации выявлено: 26 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 6, неорганизованных – 20.

При количественном анализе выявлено, что общий объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период разработки на год макс. добычи – 32.586286306 г/с и/или 205.268114751 т/год.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

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

Таблица 1.8-1. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при выводе из консервации скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00208	0.00267	0.06675
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000179	0.00023	0.23
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	4.967397358	23.611734856	590.293371
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.807202062	3.836906914	63.9484486
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.448525606	2.86438238	57.2876476
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.750666665	3.4078	68.156
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.002770029	0.033544767	4.19309588
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3.217496495	29.224898951	10.9121696
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0001458	0.0001875	0.0375
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	0.000642	0.000825	0.0275
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00259734	0.0315687	0.00126275
0410	Метан (727*)				50		0.047770407	0.543436494	0.01086873
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.00374334	0.04447246	0.00296483
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.0853269	1.071997	0.02143994
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.00858	0.11729	0.00390967
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00011208	0.001532	0.01532
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00003522	0.0004813	0.0024065
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00007047	0.0009627	0.0016045
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000007505	0.000037488	37.488
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.075066665	0.34078	34.078
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.0000073	0.00146
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1.892383114	9.577536	9.577536
2908	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола		0.3	0.1		3	0.273472	0.5078	5.078

	углей казахстанских месторождений) (494)								
	В С Е Г О :						12.586286306	75.22114751	881.435256
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8-3. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при разработки месторождения (2024 г. - максимальная добыча нефти)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	2,272493	30.690196063	191,173024
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	2,2889362	4.98740686	117,070958
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,303598	0.258496719	18,2690128
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,348951	52.6604688	47,812446
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006419114	1.55248037	33,5553846
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,326164	26.224967193	2,63515213
0402	Бутан (99)		200			4	0,026877	1.101292	0,00450535
0403	Гексан (135)		60			4	0,003675	0,1171241	0,00195207
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,0132153	1.8177145	0,01744686
0410	Метан (727*)				50		2,112216	31.198128046	0,04959755
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,0225326	2.7537508	0,04966641
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,4666304	45.5899356	1,76381704
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,118272	3.3456004	1,02884785
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001543	0.04367	4,028
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0004852	0.0137236	0,6335
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0009703	0.027448	0,422
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,03	0,01		2	0,039263	0.0000055	20,349
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,039263	0,20349	20,349
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1,437407	2.9528303	3,4407224
	В С Е Г О :						32.586286306	205.268114751	463,38623706
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ;"а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

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

Объемы потребления топлива перечисленными транспортными средствами рассчитаны для суточного потребления. Суточное потребление топлива автотранспортом составляет:

дизельное топливо – 0,75 т;

бензин – 0,35 т.

Объемы потребляемого топлива передвижными источниками за период бурение 1 скважины составляет:

дизельного топлива – $Q = 41,32$ т.;

бензина – $Q = 19,28$ т.;

Расчет выбросов вредных веществ произведен в соответствии с требованиями «Правил инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ, вредных физических воздействий на атмосферный воздух и их источников» утвержденный приказом №217-п и.о. МООС РК и «Методике определения платежей за загрязнение атмосферного воздуха передвижными источниками» по следующей формуле:

$$П = Q * K_i$$

где, Q - объем потребляемого топлива;

K_i – удельный выброс загрязняющих веществ, условно, т.

Предварительная оценка воздействия передвижных источников загрязнения на атмосферный воздух.

На основании расчета выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения были выявлены основные передвижные источники загрязнения.

Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников при проведении работ приведен в таблице 1.8-4

Таблица 1.8-4

Ориентировочный количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников

Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный вес выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/год
При пробной СМР, бурении, испытании и расконсервации				
Автотранспорт на диз. топливе	33	0,1	Оксид углерода	3,3
		0,04	Диоксид азота	1,32
		0,03	Углеводороды	0,99
		0,02	Диоксид серы	0,66
		0,0155	Сажа	0,5115
		$0,032 * 10^{-5}$	Бенз/а/пирен	0,00001056
			Всего:	6,78151056
Автотранспорт на бензине	15,4	0,6	Оксид углерода	9,24
		0,04	Диоксид азота	0,616
		0,1	Углеводороды	1,54
		0,002	Диоксид серы	0,0308

		0,00058	Сажа	0,008932
		0,023*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,000003542
			Всего:	11,43573554
ИТОГО:				18,2172461
При эксплуатации				
Автотранспорт на диз. топливе	273,75	0,1	Оксид углерода	27,375
		0,04	Диоксид азота	10,95
		0,03	Углеводороды	8,2125
		0,02	Диоксид серы	5,475
		0,0155	Сажа	4,243125
		0,032*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,0000876
			Всего:	56,2557126
Автотранспорт на бензине	127,75	0,6	Оксид углерода	76,65
		0,04	Диоксид азота	5,11
		0,1	Углеводороды	12,775
		0,002	Диоксид серы	0,2555
		0,00058	Сажа	0,074095
		0,023*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,000029
			Всего:	94,86462438
ИТОГО:				151,120337

Перечень вредных веществ, выбрасываемых передвижными источниками

Код вещества	Наименование вещества	ПДКм.р. ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс веществ, т/год
При СМР, бурении, испытании и расконсервации				
0337	Оксид углерода	5,000	4	12,54
0304	Диоксид азота	0,400	3	1,936
2754	Углеводороды предельные	1,000	4	2,53
0330	Диоксид серы	0,500	3	0,6908
0328	Сажа	0,150	3	0,520432
0703	Бенз/а/пирен	10 ⁻⁶	1	0,000014102
Всего:				18,2172461
При эксплуатации				
0337	Оксид углерода	5,000	4	104,025
0304	Диоксид азота	0,400	3	16,06
2754	Углеводороды предельные	1,000	4	20,9875
0330	Диоксид серы	0,500	3	5,7305
0328	Сажа	0,150	3	4,31722
0703	Бенз/а/пирен	10 ⁻⁶	1	0,000117
Всего:				151,120337

Передвижными источниками за период проведения работ в атмосферу выбрасывается:

- При расконсервации: 18,2172461 тонн;
- При эксплуатации: 151,120337 тонн.

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

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

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

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

- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок" Приложение 14 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.08 г. №100-п.;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2005;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004, Астана 2005г.;
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.;
- Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период эксплуатации в отдельных проектах, с учетом всех действующих источников и т.д.

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

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

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

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

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что при проведении разведочных работ приведет к превышению предельно-допустимой концентрации. По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

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

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

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

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

Воздействие на водные объекты

Питьевая вода для персонала привозная бутилированная. Вода на технологические нужды транспортируется из поселка Доссор. Использование воды с водных ресурсов не предусматривается. Снабжение питьевой водой рабочих бригад, для санитарно-бытовых приборов и столовой осуществляется привозной водой с близлежащего населенного пункта в пластиковых бутылках объемом 19 литров или автоцистернами. Хранение технической воды предусматривается в двух емкостях объемом 15 и 10 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды.

Вода для хозяйственно-бытовых нужд привозится также согласно договору специализированной организацией.

Объемы потребляемой воды на территории объектов с учетом продолжительности работ, представлены в табл. 5.7.1. Объемы потребляемой воды приведены на максимальное потребление.

Баланс водоотведения и водопотребления при расконсервации скважины

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

Баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации

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

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

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

Наибольший объем БСВ в процессе производства образуется при охлаждении штоков шламовых насосов, мытье рабочей площадки буровой вышки, очистке буровых растворов от выбуренной породы и зачистке емкостей циркуляционной системы от осадка бурового раствора.

Буровые сточные воды представляют собой устойчивые многокомпонентные суспензии, содержащие нефть и нефтепродукты, минеральные и органические вещества, находящиеся в них в виде взвесей в растворенном и коллоидном состоянии. В растворенном виде в них присутствуют минеральные соли натрия, калия, кальция, магния и растворенные в воде химреагенты. Основными загрязнителями буровых сточных вод являются взвешенные частицы, 80% которых имеют размеры 2 мкм. Устойчивость последних дополнительно усиливается химреагентами, стабилизирующими водоглинистые суспензии.

Наиболее рациональным направлением утилизации буровых сточных вод является максимально возможное вовлечение их в систему оборотного водоснабжения с ориентацией на повторное использование для технических нужд бурения.

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

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

Участок находится за пределами водоохраных зон и полос.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

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

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

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

Основным источником питания подземных вод района являются атмосферные осадки.

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

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия - точечный (1) - площадь воздействия менее 1га для площадных объектов
- временной масштаб воздействия - кратковременный (1) - продолжительность воздействия

менее 10 суток

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - слабая (2) - изменения среды превышают естественные флуктуации, но среда полностью восстанавливается.

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

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

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

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

Рекомендации по охране подземных вод:

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

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

• Применение специальных рецептов буровых растворов при циркуляции в необсаженной части ствола скважины;

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

• Для предупреждения загрязнения водоносных горизонтов по стволу скважины должна быть установлена промежуточная колонна;

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

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

Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные излучения и т.д.

Физические факторы – вредные воздействия шума, вибрации, ионизирующего и неионизирующего излучения, изменяющие температурные, энергетические, волновые, радиационные и другие свойства атмосферного воздуха, влияющие на здоровье человека и окружающую среду. Источник вредных физических воздействий – объект, при работе которого происходит передача в атмосферный воздух вредных физических факторов (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат, станок и т.д.).

В районе намечаемых работ природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет. Радиационная обстановка соответствует гигиеническим нормативам и санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

К основным источникам физических воздействий (шум, вибрация) в период проведения работ относятся ДВС техники и автотранспорта.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

К источникам шума, вибрации относятся: технологическое оборудование, вентиляторы, автотранспорт, электродвигатели. Источников теплового излучения на площадке нет.

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Загрязнение почвенного покрова отходами производства не ожидается, в виду того, что отходы будут строго складироваться в металлических контейнерах, с недопущением разброса мусора на территории участка.

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной дигрессией. В целом техногенное воздействие при проведении разведочных работ на состояние почв проявляется в слабой степени и соответствует принятым в республике нормативам. В целом воздействие в процессе проведения разведочных работ на участке на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на участке планируется проводить следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями; неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

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

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

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхности не вызовет.

Такие изменения земной поверхности, как деформации в результате техногенно обусловленных землетрясений и проседания земной поверхности, вызывающие разрушения эксплуатационных колонн и технологического оборудования, маловероятны.

Воздействие на недра при реализации проекта можно предварительно оценить, как низкое.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении принятых проектом технических решений будет минимальным.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех разведки.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность

скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

- при газопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

- Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Оценка воздействия на растительность

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтно стабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтно стабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеродный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25% повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

- Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

- Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимися полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопами газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

- Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

В целом воздействие при разработке месторождения на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;

- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения;
- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;
- ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;
- охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;
- использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;
- использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;
- в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;
- с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.).
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки.

Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной отдаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;

- движение автотранспорта.

Воздействие при разработке месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно

«Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ- 331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности

(огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: основными отходами при регламентной работе нефтепромыслового оборудования и промысла в целом являются:

- тара из-под масла и нефти,
- отработанные ртутьсодержащие лампы,
- отработанные аккумуляторы,
- отработанное масло,
- отработанные смазочноохлаждающие жидкости,
- промасленная ветошь,
- отработанные масляные фильтры,
- отходы твердых химикатов (сухие химические материалы),
- нефтешлам,
- медицинские отходы ,
- тара из-под ЛКМ,
- огнетушители, пришедшие в негодность,
- металлолом,
- огарки сварочных электродов,
- строительные отходы,
- древесные отходы,
- отработанная оргтехника,
- твердобытовые отходы,
- пищевые отходы,
- макулатура,
- пластиковые отходы,
- матрасы,
- утратившие потребительские свойства.

Объем образования отходов производства и потребления при разработке месторождения составит: Металлолом - 30,021 т/год, Огарки сварочных электродов - 0,015 т/год, Строительные отход - 0,5 т/год, Отработанная оргтехника - 0,08 т/год, Твердо-бытовые отходы - 198,5 т/год, Пищевые отходы - 17 т/год, Макулатура - 0,2 т/год, Пластиковые отходы - 0,15 т/год, Матрасы, утратившие потребительские свойства - 0,624 т/год. Тара из-под масла и нефти - 0,25 т/год, тара из-под химреагентов - 0,5т/год, отработанные ртутьсодержащие лампы - 0,0292 т/год, отработанные аккумуляторы - 0,0315 т/год, отработанное масло - 1,134 т/год, отработанные смазочно-охлаждающие жидкости - 0,089 т/год, Промасленная ветошь - 0,254 т/год, отработанные масляные фильтры - 0,12 т/год, отходы твердых химикатов (сухие химические материалы) - 1 т/год, нефтешлам - 67,68 т/год, медицинские отходы -0,0624 т/год, тара из-под ЛКМ - 0,106 т/год, огнетушители, пришедшие в негодность - 1,07 т/год.

При выводе из консервации 9,2704 т/год: ТБО – 7,75 т/год, промасленная ветошь – 0,0257 т/год, огарки электродов – 0,3547 т/год, медицинские отходы -0,006 т/год, отработанное масло - 1,134 т/год.

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения бытовых, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя отработанные ртутьсодержащие лампы временно хранятся (накапливаются), упакованные в таре завода-изготовителя, в помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

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.

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.

Отработанные смазочно-охлаждающие жидкости (СОЖ) образуются при замене смазки и обработке конструкционных и других материалов, которые используются при эксплуатации автотранспорта, ДЭС, оборудования. 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 соответствующую лицензию на утилизацию СОЖ.

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.

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.

Отработанные масляные фильтры образуются после истечения срока годности в процессе эксплуатации ДЭС, находящегося на балансе автотранспорта. По мере образования отработанные масляные фильтры временно хранятся (накапливаются) в герметично закрытой металлической ёмкости на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления на договорной основе передаются в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать отработанные масляные фильтры на утилизацию.

Тара из-под нефти и масла переходит в стадию отхода по истечении срока ее эксплуатации, потери целостности, коррозии и протекания, временно хранится (накапливается) на огороженной бетонированной площадке. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать тару из-под нефти и масла на утилизацию.

Тара из-под химреагентов образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства, временно накапливается в герметичном контейнере. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать тару из-под химреагентов на утилизацию.

Металлолом образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Металлолом временно накапливается на оборудованной площадке для сбора металлолома. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать металлолом.

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 металлолом.

Строительные отходы образуются в результате проведения текущих и ремонтных работ на территории предприятия. По мере образования строительные отходы временно хранятся (накапливаются) на специально оборудованной площадке. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать строительные отходы.

Древесные отходы образуются при проведении строительных и ремонтных работах. По мере образования древесные отходы временно накапливаются в контейнере на площадке предприятия. По

мере накопления передаются на утилизацию специализированной организацией, занимающейся приемом древесных отходов.

Отработанная оргтехника образуется при эксплуатации офисной техники на предприятии. Временно накапливается в специально отведенном складском помещении. По мере накопления на договорной основе передается на утилизацию в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать оргтехнику, пришедшую в негодность.

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.

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.

Пластиковые отходы образуются процессе жизнедеятельности работников на месторождении. Пластиковые бутылки с питьевой водой после опустошения образуют отход. Пустые пластиковые бутылки накапливаются в контейнере. Вывозятся и передаются по договору специализированной организацией, занимающейся приемом пластиковых отходов на утилизацию/переработку.

Тара из-под лакокрасочных изделий ЛКМ образуется в результате использования красок: эмаль ПФ-115, лак для обработки древесной поверхности, праймер битумный, битумная краска. Временно хранится (накапливается) в контейнере. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать тару из-под ЛКМ на утилизацию.

Отходы твердых химикатов (сухие химические материалы) – остатки образуются в результате использования сухих химических реагентов при буровых работах. Временно накапливаются в герметично закрытом контейнере на бетонированной площадке. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию химических материалов и реагентов, пришедших в негодность.

Медицинские отходы образуются на объектах в медкабинетах при использовании шприцов, бинтов, ват и других медицинских материалов. Либо при истечении срока годности лекарственных препаратов из набора аптечки первой помощи. Временно хранятся в герметичной таре. По мере накопления передаются для утилизации, обезвреживания на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию, обезвреживание медицинских отходов.

Макулатура образуется в ходе офисной деятельности персонала. Временно хранится (накапливается) в контейнере. По мере накопления макулатура передается по договору на вторичную переработку специализированной организации.

Матрасы, утратившие потребительские свойства образуются в процессе жизнедеятельности работников в вахтовом городке. Временно накапливаются в специально отведенном складском помещении. Передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию/обезвреживанию или переработку данного вида отходов.

Огнетушители, пришедшие в негодность образуются при эксплуатации противопожарного инвентаря (огнетушители марки ОПИ - 2,4,5,40,100, ОУ-5). применяемого в производственных и бытовых помещениях, в автотранспортных средствах и пришедшего в негодность в связи с истечением срока годности или имеющихся дефектов. Временно накапливаются в специально отведенном складском помещении. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию огнетушителей, пришедших в негодность.

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.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

Предварительный расчет количества образования отходов при расконсервации скважин

Отработанные масла. Количество отработанного масла от буровых установок принимается, согласно Сборника методик по расчету объемов образования отходов (Санкт-Петербург, 2001), из расчета 26 % от свежего моторного масла и 13% от свежего трансмиссионного масла.

Общий расход смазочных масел для буровых установок, согласно техническому проекту, составляет 2,6 т.

Расчет объема отработанного масла произведен, исходя из предположения, что масло состоит на 50% из моторного и на 50% из трансмиссионного масла.

Количество отработанного моторного масла составляет: $1,3 \cdot 26 / 100 = 0,338$ т;

Количество отработанного трансмиссионного масла составляет: $1,3 \cdot 13 / 100 = 0,169$ т.

Всего отработанного масла = 0,507 т. Отработанные масла подлежат передаче специализированной организации для утилизации.

Огарки электродов сварки. Расчет объема образования огарков электродов сварки, произведен согласно «Временных методических рекомендаций...» (7) по формуле: $M = G \cdot n \cdot 10^{-5}$ т/год, где G – количество использованных электродов, 500 кг/год; n – норматив образования огарков от расхода электродов, 15%. $M = 500 \cdot 15 \cdot 10^{-5} = 0,075$. Объем огарков электродов сварки составляет 0,075 тонны. Подлежит размещению на полигоне твердых бытовых отходов по договору.

Твердые бытовые отходы. Расчет объемов образования твердых бытовых отходов произведен с учетом жизнедеятельности задействованного персонала на буровых площадках. Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов и размещения отходов производства» средние нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год составляют: на буровых площадках (в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом) – 0,36 т/год, на месторождении (в кварталах с застройкой высшего типа) – 0,26 т/год.

Общее годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = \sum_{i=1}^n p \times m,$$

где $M_{обр}$ – годовое количество отходов, т/год;

p – норма накопления отходов, т/год (m^3 /год);

m – численность работающих, чел.

Количество ТБО составит:

$$M_{обр} = (0,36 \cdot 8 + 0,26 \cdot 2) / 365 \cdot 365 = 7,75 \text{ т/год.}$$

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется в зависимости от поступающего объема ветоши **Рсв** и содержания в ветоши (**См**) нефтепродукта (12 %) и влаги (**Св**) (15 %) по формуле:

$$P_{отх.в} = P_{св} / (1 - C_{м} / 100 - C_{в} / 100)$$

Рсв – сухая ветошь, т;

Р отх.в – промасленная ветошь, т;

Расчет отходов промасленной ветоши

Кол. Израсходованного обтирочного материала, кг	% содержание нефтепродуктов в отходе	% содержание воды в отходе	Отходы промасленной ветоши, тонн
30	12	15	0,0257

Медицинские препараты (медицинские отходы) образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт.

Количество медицинских отходов определяется по формуле:

$$N_m = H_m * N * n,$$

где: N_m – количество медицинских отходов, т

H_m – норма образования отходов на человека, 0,0001 т;

N – численность работающего персонала, чел;

n – количество посещений медпункта работником в год.

$$N_m = 0,0001 * 20 * 3 = 0,006 \text{ т/год.}$$

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при расконсервации скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	9,3268
в том числе:		
отходов производства	-	1,5768
отходов потребления	-	7,75
Опасные отходы		
Отработанное масло	-	1,134
промасленная ветошь		0,0257
медицинские отходы		0,0624
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	7,75
Огарки использованных электродов	-	0,3547

Предварительный расчет количества образования отходов при разработки месторождения Металлолом

Металлолом образуется от очистки территории ранее пробуренных скважин и в процессе проведения ремонтных работ. Объем образования составит 30,021 тонн/год.

Огарки сварочных электродов

Норма образования отхода составляет: , т/год,

где - фактический расход электродов, т/год; - остаток электрода, =0.015 от массы электрода.

По исходным данным фактический расход электрода составит 1т/год

$$N = 1 * 0.015 = 0.015 \text{ т/год}$$

Объем образования огарков сварочных электродов составит 0,015 т/год.

Строительные отходы

Определяются по среднестатистическим данным предприятия за три года.

Согласно Методики, количество прочих строительных отходов принимается по исходным данным и составит 0,5 т/год.

Древесные отходы

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отходов. Планируемый объем древесных отходов, согласно исходным данным, составит 0,3 т/год

Твердо-бытовые отходы (ТБО)

Расчет проведен согласно РНД 03.1.0.3.01-96 Порядок нормирования объёмов образования и размещения отходов производства.

Средние нормы накопления ТБО на 1 человека в год составляют в кварталах с благоустроенным жилым фондом – 1,06м³ / год (260 кг), удельный вес составляет 0,3 т/м³. Количество рабочих 26 человек, две вахты общее количество рабочих составляет 52 человека в месяц. Таким образом в год при работе 24/7 общее количество человек в год составляет 52 чел.*12 мес.=624 человека.

Таким образом, количество образуемых твёрдо-бытовых отходов составит:

$$M_k.o = 1,06 * 0,3 * 624 = 198,5 \text{ т/год}$$

Объем образования ТБО составит 198,5 тонн/год.

Пищевые отходы

На территориях объектов предприятия имеются столовые. В процессе работы столовой образуются пищевые отходы. Данные по численности людей и количество приготавливаемых 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), 624 человек:

$$N = 0.0001 \cdot n \cdot m \cdot z = 0.0001 \cdot 365 \cdot 3 \cdot 624 = 68,3 \text{ м}^3/\text{год},$$

Плотность отходов – 0,25 тн/м³, тогда

Объем образования пищевых отходов составит 17 тонн/год

Макулатура

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).

Образуется после использования рулонной диаграммной бумаги. Состав%: бумага-90-95; наполнитель и пигменты (поливинилбутираль или др.)-до 5,0; прочие-5,0.

Пожароопасная, нерастворимая в воде (набухает), химически неактивна.

Объем образования макулатуры 0,2т/год

Пластиковые отходы

Пластиковые отходы взяты исходя из исходных данных учёта, в связи с отсутствием утверждённой методики по расчёту объёма образования отходов. Планируемый объем пластиковых отходов согласно исходным данным составит 0,15 т/год.

Матрасы, утратившие потребительские свойства

Норма образования отходов определяется из расчета среднего веса 1 матраса – 0,012 т количество персонала 52 чел

Количество персонала составляет 52 человек в год.

$$N = 0.012 \cdot 52 = 0,624 \text{ т/год}$$

Отработанные ртутьсодержащие лампы

Количество образующихся отработанных ламп определяется по формуле:

$$N = n \cdot T / T_p, \text{ шт./год},$$

где n - количество работающих ламп данного типа;

T_p - ресурс времени работы ламп, 6000 ч;

T - время работы ламп данного типа ламп в году, 4380ч.

$$N = 200 \cdot 4380 / 6000 = 146 \text{ шт.}$$

Масса отработанной лампы 0,2 кг, соответственно 29,2 кг или 0,0292 т.

Объем образования отработанных ртутьсодержащих ламп (2023-2027г.) составит **0,0292 тонн в год.**

Отработанные аккумуляторы

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%): $N = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / \tau, \text{ т/год}.$

Отработанные электролиты аккумуляторных батарей.

Норма образования определяется по формуле: $N = 10^{-3} \cdot \Xi \cdot n / \tau, \text{ м}^3 / \text{год},$

где Ξ - количество электролита в аккумуляторе, л;

n - число аккумуляторов;

τ - средний срок службы аккумулятора, год.

Плотность раствора электролита – 1,26 т/м³ (водный раствор серной кислоты в соотношении 3:1)

Следовательно, норма образования отхода по массе составляет:

$$N = 1.26 \cdot 10^{-3} \cdot \Xi \cdot n / \tau, \text{ т/год}.$$

$$N = 5 \times 20 \times 100 \% \times 0.001 / 2 = 0,05 \text{ т/год}$$

Итого – 0,05 т/год

$$N = 1.26 \times 0.001 \times 10 \times 5 / 2 = 0,0315 \text{ т/год}$$

Итого – 0,0315 т/год
Общее – **0,0315 т/год**

№	Модель техники	Количество аккумуляторов для данной модели, n (шт.)	Средняя масса аккумулятора (кг)	Количество электролита в аккумуляторе (л)	Объем отходов, тн
1	Дизельгенератор, транспорт	5	20,0	10,0	0,0315
	Итого				0,0315

Отработанные масла

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).

Отработанное индустриальное масло

Количество отхода определяется по формуле $M = V \cdot 0.9 \cdot 0.9 \cdot n$

Где: V - объема масла, используемого на оборудовании и транспорте,

0.9 – плотность масла, кг/л,

0.9 - коэффициента слива масла,

n - периодичности замены масла, раз в год.

$M = 700 \times 0.9 \times 0.9 \times 2 = 1134 \text{ кг/год} = \mathbf{1,134 \text{ т/год}}$

Отработанные смазочно - охлаждающие жидкости

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отработанной смазочно-охлаждающей жидкости, количество отходов принимается согласно исходных данных предприятия и составляет 80 л. Средняя плотность охлаждающей жидкости составляет $1,113 \text{ т/м}^3$.

Масса отработанной смазочно-охлаждающей жидкости составит **0,089 т/год**.

Нефтешлам при зачистке резервуаров

Количество нефтешлама (M), налипшего на стенках резервуара определяется по формуле $M_1 = K \cdot S$

где S - поверхность налипания, м^2 ;

K - коэффициент налипания, кг/м^2 $K = 1.149 \cdot v^{0.233}$,

Где v - кинематическая вязкость, cСт, принимается 40,0. Для горизонтальных цилиндрических резервуаров $S = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H$ (R - радиус резервуара, м; H - высота смоченной поверхности стенки, м). Количество нефтешлама на днище резервуара определяется по формуле:

$M_2 = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot \rho \cdot 0.68$ (H - высота слоя осадка, 0,68 - концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях).

$M = M_1 + M_2$

Количество резервуаров требующих зачистки - 6 ед;

Радиус – 1,38 м, высота стенки – 5 м, средняя высота донных отлож. – 0,2 м, плотность 1,7 кг/м³.

Расчет поверхности налипания: $S = 2 \cdot 3.14 \cdot 1.38 \cdot 1 = 8,66 \text{ м}^2$

Количество нефтешлама налипшего на стенках резервуара

$M_1 = 1,149 \cdot 40^{0.233} \cdot 8,66 = 9,9 \text{ т}$

Количество нефтешлама на днище резервуара:

$M_2 = 3,14 \cdot 1,38^2 \cdot 0,2 \cdot 1,7 \cdot 0,68 = 1,38 \text{ т}$

Общее количество нефтешлама от зачистки резервуаров составляет:

$M = 9,9 + 1,38 = \mathbf{67,68 \text{ т/год}}$

Промасленная ветошь

Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества ветоши (M_0), т/год), норматива содержания в ветоши масел (M_0) и влаги (W): $N = M_0 + M + W$, т/год,

где $M = 0.12 \cdot M_0$, $W = 0.15 \cdot M_0$.

Согласно исходных данных количество поступающего ветоши 0,2 тонн.

$M = 0.12 \cdot M_0 = 0.12 \cdot 0.2 = 0,024 \text{ т}$;

$W = 0.15 \cdot 0.2 = 0,03 \text{ т}$;

$N = 0.2 + 0,024 + 0,03 = \mathbf{0,254 \text{ т/год}}$

Отработанные масляные фильтры

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отработанных масляных фильтров, количество отходов принимается согласно исходных данных предприятия и составляет **0,12 т/год.**

Отходы твердых химикатов (сухие химические материалы)

Сухие химические материалы могут образовываться при неиспользовании химических реагентов, необходимых для бурения скважин (сухой остаток). В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отходов твердых химикатов, объем составит 1 т/год.

Тара из-под нефти и масел (объемом 200 л.)

Количество пустых бочек определяется по формуле:

, т/год.

Где: количество пустой тары данного объема - шт./год, 10 шт/год, средняя масса единичной тары - , 0,025 т.

Масса пустых бочек: $M_{отх} = 10 * 0,025 = 0,250$ т/год

Объем образования металлических емкостей из-под масла – 0,250 т/год.

Тара из-под химреагентов

Количество пустых бочек определяется по формуле: , т/год.

Где: количество пустой тары данного объема - шт./год, 20 шт/год, средняя масса единичной тары - , 0,025 т.

Масса пустых бочек: $M_{отх} = 20 * 0,025 = 0,5$ т/год

Объем образования емкостей из-под реагентов – 0,5 т/год.

Медицинские отходы

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 отходов определяется из расчёта 0.0001 т на человека. Расчёт удельных нормативов образования отходов выполняется исходя из годовых норм образования отходов и массы полезно использованного в году топлива в условном исчислении.

Объем образования медпункта $0,0001 * 624 = 0,0624$ т/год

Матрасы, утратившие потребительские свойства

Норма образования отходов определяется из расчета среднего веса 1 матраса – 0,012 т количество персонала 52 чел

Количество персонала составляет 52 человек в год.

$N = 0.012 * 52 = 0,624$ т/год

Огнетушители, пришедшие в негодность

Марки применяемых огнетушителей	Количество огнетушителей	Вес 1 ед., кг	Всего, кг
ОП - 4	68	5.9	401.2
ОП -100	2	143	286
ОП - 40	4	62	248
ОП -2	2	3	6
ОУ -5	8	16.0	128
Итого			1069.2

Всего годовой объем образования огнетушителей, пришедших в негодность – **1069 кг/год = 1.07 т/год.**

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего, в том числе:	-	319,7785
отходов производства	-	103,4545
отходов потребления	-	216,324
Опасные отходы	72,3885	
Тара из-под масла и нефти	-	0,25
Тара из-под химреагентов	-	0,5
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0292

Отработанные аккумуляторы	-	0,0315
Отработанное масло	-	1,134
Отработанные смазочно- охлаждающие жидкости	-	0,089
Промасленная ветошь	-	0,254
Отработанные масляные фильтры	-	0,12
Отходы твердых химикатов (сухие химические материалы)	-	1
Нефтешлам	-	67,68
Медицинские отходы	-	0,0624
Тара из-под ЛКМ	-	0,106
Огнетушители, пришедшие в негодность		1,07
Неопасные отходы		247,39
Металлолом	-	30,021
Огарки сварочных электродов	-	0,015
Строительные отходы	-	0,5
Древесные отходы	-	0,3
Отработанная оргтехника	-	0,08
Твердо-бытовые отходы	-	198,5
Пищевые отходы	-	17
Макулатура	-	0,2
Пластиковые отходы	-	0,15
Матрасы, утратившие потребительские свойства	-	0,624

Таблица 1.9.2-1 – Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Уровень опасности 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
Отходы твердых химикатов (сухие химические материалы)	160507*	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 фильтры	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
Отработанные смазочно-охлаждающие жидкости (СОЖ)	130208*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Огнетушители, пришедшие в негодность	160116	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанная оргтехника	200135*	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
Пищевые отходы	200108	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Пластиковые отходы	200139	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Медицинские отходы	180106*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Макулатура	200101	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и

		оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Матрасы, утратившие потребительские свойства	200399	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Металлолом	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
Строительные отходы	170904	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Древесные отходы	030105	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Тара из-под ЛКМ	150110*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом

1.9.3. Процедура управления отходами

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

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

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

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

Все отходы, образуемые на предприятии, передаются по мере накопления сторонним организациям по договорам в срок не более 6 –ти месяцев с момента их образования.

Размещение отходов на предприятии исключено.

Обращение с отходами (временное хранение, транспортировка) осуществляется в соответствии с утвержденными санитарных правил определяющих санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления на производственных объектах, твердых бытовых и медицинских отходов, разработанных в соответствии с пунктом 6 статьи 144 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения», Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 186.

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

1.9.4. Программа управления отходами

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработан «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель Программы – заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

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

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

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

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на месторождении;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно- эпидемиологических и

экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на участке в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

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

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

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

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

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

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

1.9.5. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

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

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

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

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;

- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

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

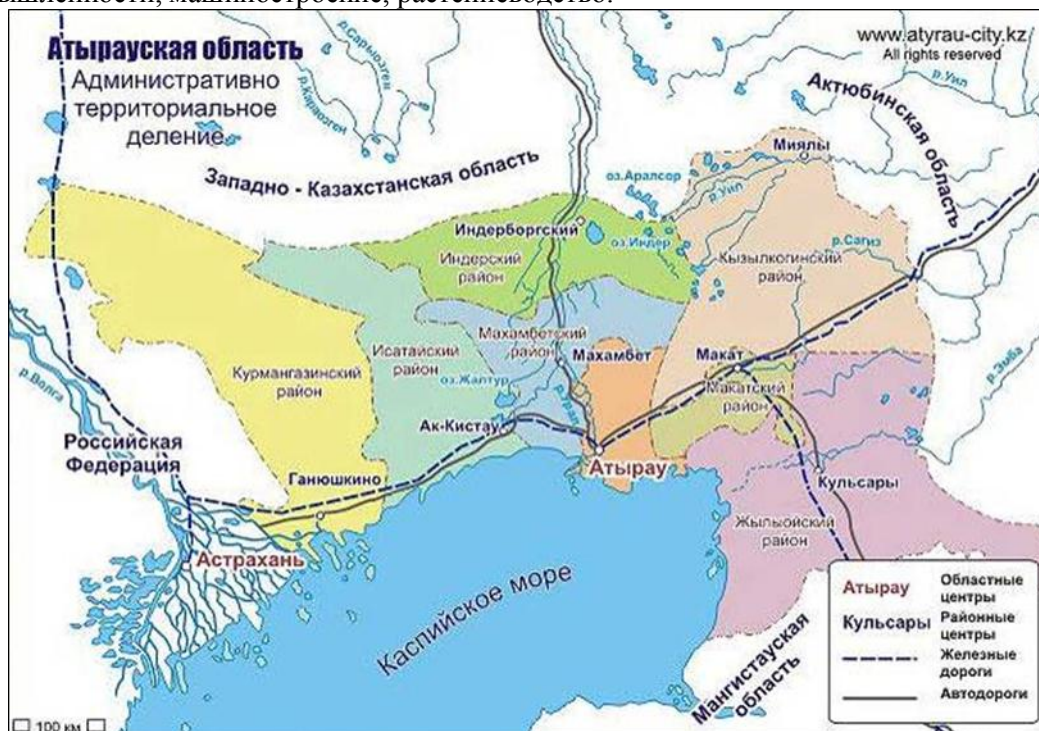
2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ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

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 2.1-1.

Город Атырау – областной центр. В городе развиты нефтегазоперерабатывающая, рыбная промышленности, машиностроение, растениеводство.



Область подразделена на 7 районов.

Жылыойский район. Районный центр – поселок Кульсары (75,420 тыс. чел.). Основные виды деятельности – нефтяная и газовая промышленности.

Иnderский район. Центр горно-химической промышленности региона, развито животноводство. Районный центр – поселок Иnderборский (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 2021 г. составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2020г. 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 2022г. составила 7764 человека или 2,4% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-декабре 2021г. составила 296191 тенге. По сравнению с январем-декабром 2020г. она увеличилась на 12,8%. Индекс реальной заработной платы составил 106,8%.

Цены

Индекс потребительских цен в марте 2022г. по сравнению с декабрем 2021г. 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 2020г. по сравнению с декабрем 2018г. уменьшились на 1,4%.

Национальная экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2021г. 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 2022г. составил 1006,8 млрд. тенге, что на 10,3% больше, чем в январе-марте 2021г.

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 Жылыойского района Атырауской области. Город расположен в 11 км от реки Эмба и в 220 км к востоку от областного центра - города Атырау. В Кульсары ведётся добыча нефти: в 40 км на запад от города расположено Айранкольское нефтяное месторождение. В Кульсары переселили жителей посёлка Сарыкамыс, согласно постановлению Правительства Республики Казахстан из-за резкого ухудшения экологической ситуации в результате аварий и плановых выбросов завода «Тенгизшевройл» на месторождении «Тенгиз».

Аккиизтогай [1] или Аккизтогай (каз. Ақкиізтоғай) — село в Жылыойском районе Атырауской области Казахстана. Административный центр Аккизтогайского сельского округа. Находится на левом берегу реки Эмбы, примерно в 28 км к северо-востоку от города Кульсары, административного центра района, на высоте 4 метров над уровнем моря.

Численность и миграция населения. Численность населения области на 1 февраля 2023г. составила 694,1 тыс. человек, в том числе городского – 382,9 тыс. человек (55,2%), сельского – 311,2 тыс. человек (44,8%). Численность населения по сравнению с 1 февралем 2022 года увеличилась на 1,8%. В январе 2023г. по сравнению с январем 2022г. число прибывших в Атыраускую область увеличилось на 21,7%, выбывших из области на 17,1%. Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 98,6% и 61,1% соответственно. По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 117 человек.

Статистика промышленного производства. В январе-марте 2023г. промышленной продукции произведено на 2769939 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 2553754 и 174200 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 30150 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 11835 млн. тенге.

2.4. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 3230,68 (в соответствующем периоде 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 не идентифицирован (COVID-2019).

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием

органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» в единые объекты разработки объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

Экономическая оценка эффективности разработки месторождения Байчунас Западный проводилась в соответствии с требованиями правового акта «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239. Финансово-экономические расчеты проведены в соответствии с «Методическими указаниями по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений, 2018 г. и

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК.

В расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации данного проекта.

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

1 вариант. Разработка месторождения предусмотрена существующим фондом добывающих скважина, без поддержания пластового давления.

2 вариант. Разработка месторождения предусмотрена существующим фондом добывающих скважин, с 2024 года планируется закачка воды в 1 скважину, введенную из консервации.

3 вариант. В отличие от 2 варианта планируется бурение 1 добывающей скважины в 2025 году.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 5 лет, 2 варианта 6 лет, 3 варианта 6 лет.

1 вариант. Бурение новых скважин не предусмотрено. Капитальные вложения запланированы на сумму 779,1 млн. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 30,8 тыс. тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,337 д.ед.

По этому варианту самый низкий уровень добычи углеводородов и самый низкий коэффициент нефтеизвлечения. Дисконтированные потоки денежной наличности при ставке 10 и 15%, накопленная сумма чистой прибыли ниже, чем по 2 и 3 вариантам.

2 вариант. Бурение новых скважин не предусмотрено. С 2024 года планируется закачка воды в 1 нагнетательную скважину, введенную из консервации.

Для внедрения данного варианта потребуется 793,7 млн. тенге инвестиций. Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 36,0 тыс. тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,391 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10% и 15%, сумма чистой прибыли и внутренняя норма прибыли (IRR) по этому варианту имеют максимальные значения. Проект окупается через 1 год.

3 вариант. Предусматривает бурение 1 добывающей скважины в 2025 году. Капитальные вложения для реализации данного варианта составляют 1206,4 млн. тенге. Накопленная добыча нефти составляет на конец прибыльного периода 39,5 тыс. тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,433 д.ед.

По данному варианту накопленный дисконтированный поток денежной наличности при ставке 10% и 15%, накопленная чистая прибыль и внутренняя норма прибыли (IRR) ниже, чем по 2 варианту. Срок окупаемости проекта 2 года.

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей разработки месторождения к внедрению рекомендуется 2 вариант, так как он характеризуется наилучшими экономическими показателями.

Таблица 3-1. Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2024-2034	2024-2028	2024-2034	2024-2029	2024-2034	2024-2029
2	Ввод скважин из бурения, шт.	0	0	0	0	1	1
3	Ввод скважин из консервации под закачку, шт	0	0	1	1	1	1
4	Фонд добывающих скважин, шт	3	3	3	3	4	4
5	Фонд нагнетательных скважин, шт	0	0	1	1	1	1
6	Суммарная добыча нефти, тыс.т	24,1	21,5	28,6	26,4	33,1	30,2
7	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	100,2	55,2	113,6	71,7	126,7	79,6
8	Суммарная добыча газа, млн.м3	9,6	7,3	10,5	9,2	11,4	10,0
9	Суммарная закачка воды, тыс.м3	0,0	0,0	72,3	41,0	79,6	44,4
10	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	33,4	30,8	38,2	36,0	42,4	39,5
11	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,366	0,337	0,419	0,391	0,464	0,433
12	Реализация нефти, тыс.т	24,1	21,5	28,5	26,3	33,0	30,2
13	Доход от реализации товарной нефти, млн.тенге	4053,5	3432,7	4900,4	4328,1	5747,3	5004,9
14	Эксплуатационные затраты, млн.тенге	3204,1	1857,1	3390,7	2196,6	4118,3	2769,6
15	Общие затраты, млн.тенге	4239,0	2733,4	4641,7	3301,5	5585,5	4047,3
16	Производственная себестоимость 1 тонны нефти, тыс.тенге/т	105,1	73,6	94,9	70,5	102,9	79,6
17	Капитальные вложения, млн.тенге	788,4	779,1	802,9	793,7	1206,4	1206,4
18	Удельные капитальные вложения, тыс.тенге/т	32,7	36,2	28,1	30,1	36,4	39,9
19	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	1463,2	1176,1	1770,0	1524,4	2015,8	1729,1
20	Налогооблагаемая прибыль, млн.тенге		1549,70		1839,60		2185,60
21	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге		291,90		367,90		437,10
22	Налог на		100,40		178,70		147,60

	сверхприбыль, млн.тенге						
23	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге		306,90		480,00		372,90
24	Поток денежной наличности, млн.тенге		288,20		499,40		394,50
25	Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, млн.тенге		211,20		375,50		257,00
26	Чистая приведенная стоимость при ставке 15%, млн.тенге		180,00		326,40		204,50
27	Внутренняя норма рентабельности IRR, %		51,60		73,20		34,80
28	Индекс доходности, PI		4,3		4,7		3,60
29	Срок окупаемости проекта, лет		1		1		2

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Технологические показатели вариантов разработки

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» и «Методических указаний по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», а также геолого-физических условий и текущего состояния пробной эксплуатации месторождения.

Рассмотрены три варианта разработки для объекта I, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин для объекта, а также системой воздействия на пласт, и один вариант для II объекта.

1 вариант:

I объект запланирован к эксплуатации 2 скважинами (БЧЗ-1 и БЧЗ-4). Подготовительный этап принимается до конца 2023 года, до завершения обустройства. Начиная с 2024 года, запланирован ввод в эксплуатацию скв-н БЧЗ-1 и БЧЗ-4 с января 2024г. с начальными дебитами по нефти 15 и 8 т/сут. Далее, по мере выработки, скважина БЧЗ-4 планируется к ликвидации в конце 2028 года. Режим работы залежи принимается как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворенного газа.

II объект – данный объект планируется разрабатывать одной скважиной БЧЗ-2. С учетом высокого газового фактора, связанного в том числе и с прорывами газа газовой шапки, определили ограничение по суточной добыче газа на месторождении в целом на уровне 5300 м³/сут, что соответствует объему утилизации всего добытого газа на собственные нужды. С учетом ежемесячного снижения отборов газа по объекту I (Ю-V), добыча газа из объекта II скважины БЧЗ-2 (Ю-IVб) будет постепенно возрастать, т.е фактически будет производиться отбор и растворенного газа, и газа газовой шапки. Режим работы залежи принимается как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворенного газа и газонапорный режим.

С учетом ограничения по добыче газа, запланированного к полной утилизации на собственные нужды промысла, входной дебит скважины БЧЗ-2 принят на уровне 12 т/сут, ввод скважины запланирован в середине 2024 года. Эксплуатация предполагается фонтанным способом, на режиме постоянной депрессии. Первые полгода работы принимается работа скважины безводной нефтью.

Данное проектное технологическое решение по II объекту принимается для всех трех представляемых вариантов.

2 вариант:

Данный вариант аналогичен первому, в плане работы добывающих скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4 по объекту I. Отличием является тот момент, что запланирован ввод под нагнетание скважины БЧЗ-6 в

2024 году, которая на данный момент находится в консервации. Режим работы залежи принимается по блоку I с ППД, III блок как упруговодонапорный режим, переходящий в режим растворенного газа.

3 вариант:

Представленный вариант аналогичен первому и второму вариантам объекта I, в плане работы добывающих скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4, а также вводом под нагнетание скважины БЧЗ-6 в 2024 году. Основным отличием данного варианта является ввод из бурения добывающей скважины БЧЗ-5 в 2025 году на объекте I.

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)

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

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 5 лет, 2 варианта 6 лет, 3 варианта 6 лет.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Различная последовательность работ, разные технологии, машины, оборудование, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели согласно данного проекта разработки не предусмотрены.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.3. Различная последовательность работ

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Транспортная сеть района представлена обширной сетью временных и постоянных автомобильных дорог. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- транспортировку грунта по дорогам на промплощадке предприятия;
- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение;
- перевозку персонала

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ

5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия:

1) отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления;

Реализация решений, предусмотренных проектом, является природоохранным мероприятием, будет осуществлено на техногенно-нарушенной территории (месторождение Байчунас Западный), носит относительно временный характер. Обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта, отсутствуют.

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

Недропользователи обязаны проводить мероприятия направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

Рекультивация земель — это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Целью разработки проекта рекультивации земель является определение основных решений, обеспечивающих наиболее эффективное проведение мероприятий с минимумом затрат: установление объемов, технологии и очередности производства работ, определение сметной стоимости рекультивации.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – система разработки месторождения Байчунас Западный.

Целью настоящего проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Байчунас Западный.

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 РК запасы УВ.

На основе анализа текущего состояния пробной эксплуатации обосновано выделение эксплуатационных объектов месторождения, представлены рекомендуемые научно-исследовательские и производственные мероприятия по совершенствованию системы разработки, с целью повышения эффективности и вовлечения в активную разработку запасов нефти невырабатываемых зон.

Выполнены расчеты вариантов технологических показателей разработки месторождения с рекомендуемыми геолого-техническими мероприятиями по совершенствованию системы разработки. Рассчитаны экономические показатели месторождения на прогнозный период, по технико-экономическим критериям рекомендован наиболее рациональный вариант. Выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования. 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. Обоснованы

способы эксплуатации скважин, мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями, оптимизации промысловой системы сбора и транспорта продукции скважин и ППД.

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

Месторождение Байчунас Западный расположено, примерно, в 80 км к северо-востоку от Атырау и в 30 км к юго-западу от Доссора.

В административном отношении рассматриваемое месторождение Байчунас Западный расположено в Макатском районе Атырауской области Республики Казахстан в пределах листа международной разграфки L-39.

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении Байчунас Западный не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности – это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

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, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

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)

Общими признаками для описываемых почв являются: высокая карбонатность, щелочная реакция почвенного раствора, присутствие водно-растворимых солей (хлористых и сернокислых), отсутствие макроструктуры, слоистое сложение, высокая биогенность и малое содержание гумуса.

Серо-бурые пустынные обычные почвы на описываемой территории встречаются на повышенных участках плато в различного рода комбинациях с серо-бурыми солонцеватыми почвами, солонцами пустынными, солончаками и такырами. Профиль их хорошо дифференцирован на генетические горизонты. По содержанию легкорастворимых солей серо-бурые суглинистые почвы, как правило, солончаковаты. Со второго полуметра количество солей в них резко возрастает и может достигать 1,0 и более процента. Увеличение происходит, главным образом, за счет сульфатов кальция. Описываемые почвы на глубине около одного метра могут содержать до 25% гипса, что определяется особенностями почвообразующих пород.

Почвообразующими породами здесь служат отложения третичного и мелового возраста богатые сульфатом кальция. По механическому составу в зависимости от состава материнских пород преобладают средние - и легкосуглинистые разновидности. Количество илистых частиц невелико, и наблюдается некоторое увеличение их в средней части профиля. Суглинистые почвы по своим параметрам наиболее полно соответствуют подтиповым показателям зональных серо-бурых почв настоящих пустынь.

Серо-бурые пустынные солонцеватые почвы встречаются на более низких поверхностях небольшими массивами и пятнами, либо на фоне обычных зональных почв, либо в комплексе с

солонцами пустынными. Они формируются, как правило, на более тяжелых по механическому составу отложениях. По своим основным морфологическим признакам во многом сходны с серо-бурыми обычными почвами, но отличаются от них более отчетливой дифференциацией профиля на генетические горизонты и меньшей мощностью гумусового горизонта, но более плотной ноздреватой коркой. А также наличием иллювиального солонцеватого горизонта, имеющего плотное сложение, ореховатую или глыбистую со слабой глянцевицей структуру и наличием слабозаметных выделений солей в нижних горизонтах. Солонцеватые почвы беднее обычных по содержанию гумуса и питательных веществ. Отличительной особенностью этих почв является также состав поглощенных оснований. На фоне общей невысокой емкости обмена в иллювиальном горизонте происходит некоторое увеличение ее величины (с 10 до 16 мг-экв на 100 г почвы).

Серо-бурые солонцеватые почвы в большинстве случаев засолены уже с глубины 30-50 см. Преобладают сульфатный и хлоридно-сульфатный тип засоления. В иллювиальном горизонте нередко отмечается повышенная общая щелочность. Во втором полуметре часто появляется гипс.

Серо-бурые пустынные эродированные почвы образуются на обнажениях, крутых и пологих шлейфах чинков третично-мелового плато и останцев. Их маломощный примитивный почвенный профиль, зачастую красноцветный, защебененный, засоленный и содержащий значительное количество гипса, сохраняет некоторые морфо-генетические свойства серо-бурых пустынных почв. Физико-химические свойства этих почв в зависимости от условий их формирования могут колебаться в широких пределах.

Серо-бурые такыровидные почвы встречаются, как правило, в сочетании с такырами в обширных плоских понижениях среди равнин описываемого региона. Здесь они занимают несколько повышенные элементы рельефа, сложенные, в основном, суглинистыми отложениями. В профиле этих почв отчетливо выражены такыровидная корка, разбитая трещинами на полигоны, слоеватый рыхлый подкорковый горизонт и бурый уплотненный иллювиальный горизонт, имеющий комковато-ореховатую структуру. В верхней части почвы пресные, но уже с глубины 30 см в них отмечается повышенное содержание легкорастворимых солей. Реакция почвенного раствора по всему профилю колеблется в пределах 8,3-8,7. Емкость поглощения почв невысокая. Среди поглощенных оснований абсолютно преобладают кальций и магний. В корковом горизонте отмечается некоторое увеличение доли поглощенного натрия. По механическому составу эти почвы представлены в основном легкосуглинистыми разновидностями.

Солонцы пустынные солончаковые обычно образуют своеобразные комплексы с зональными автоморфными почвами, формируясь, как правило, в различных по форме и площади микропонижениях на равнине, или на шлейфах чинков и останцах третично-мелового плато. Профиль солонцов имеет четкую дифференциацию на генетические горизонты. Показателем солонцеватости являются также сильнощелочная реакция почвенного раствора (рН до 9,8) и высокая общая щелочность. По содержанию воднорастворимых солей почти все пустынные солонцы солончаковые с хлоридно-сульфатно-натриевым или сульфатно-хлоридно-натриевым типом засоления. Сумма легкорастворимых солей уже в солонцовом горизонте может достигать нескольких десятых долей процента.

По гранулометрическому составу, особенно по содержанию илистых частиц, вертикальный профиль солонцов дифференцирован на два горизонта: элювиальный и иллювиальный. Первый обеднен тонкодисперсными частицами, а во втором, наоборот, наблюдается их накопление. Среди солонцов пустынных преобладают тяжелосуглинистые и суглинистые разновидности.

Солончаки обыкновенные имеют широкое распространение на описываемой территории и формируются в различного рода замкнутых понижениях под влиянием сильно минерализованных грунтовых вод, залегающих на глубине 1,5-3,0 м или в нижних частях шлейфов чинков, где на дневную поверхность выходят засоленные породы и куда сносятся легкорастворимые соли. Общим для них является высокое содержание легкорастворимых солей по всему профилю. Химизм засоления хлоридно-сульфатный. Эти почвы характеризуются высоким содержанием карбонатов, щелочной реакцией водной суспензии и суглинистым механическим составом.

Солончаки луговые встречаются крайне ограниченно на территории, прилегающей с востока к урочищу Мынбулак, и приурочены к редким выходам на дневную поверхность подземных артезианских вод. Они формируются под воздействием минерализованных поверхностных или грунтовых вод, залегающих на глубине около 1-2 м. Отличительной особенностью таких солончаков является значительная засоленность верхних горизонтов, уменьшающаяся с глубиной.

Солончаки соровые встречаются повсеместно в замкнутых понижениях. Накопление солей в

сорах происходит за счет приноса их с тальми водами с вышележащих территорий и подпитывания рассолами, залегающими на глубине 0,5-1,5 м. В сорных солончаках весь профиль имеет очень высокую степень засоления. Процесс почвообразования в них выражен очень слабо и поэтому под солевой коркой залегают, обычно, бесструктурная, мокрая, вязкая масса, насыщенная солями.

Такыры распространены повсеместно в отрицательных элементах рельефа, служащих зоной аккумуляции жидкого и твердого геохимического стока с окружающих более высоких поверхностей. Поверхность такыров ровная, разбита трещинами на полигональные отдельности. Типичными морфологическими признаками такыров является плотная палево-серая пористая корка, разбитая широкими трещинами на крупные полигональные отдельности. Мощность ее до 5-7 см. Под коркой залегают более темный чешуйчатый горизонт, переходящий в слитую глыбистую слоистую массу со следами окислительно-восстановительных процессов (ржавые, глеевые пятна и примазки). В отличие от обычных такыров, такыры, формирующиеся среди третично-меловых возвышений, имеют менее прочную корку со слабой пористостью, часто кирпично-красного цвета.

По гранулометрическому составу материалы генетических слоев не отличаются отсортированностью. В профиле встречаются крупные песчинки и гравий. Содержание легкорастворимых солей в верхних слоях незначительное, но с глубины 15-20 см резко повышается и придает этим почвам солончаковатый характер. В составе солей преобладают сульфаты. Такыры содержат значительное количество карбонатов по всему профилю. Реакция водной суспензии - щелочная.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Гидрографическая сеть описываемого района относится к бассейну Каспийского моря и образует постоянные, пересыхающие и временные водотоки. Современная речная сеть с постоянным поверхностным стоком очень редка при сравнительно большой густоте овражной сети с временным стоком. Гидрографическая сеть в целом была сформирована в дочетвертичное и древнечетвертичное время (в период каспийских трансгрессий).

Основными источниками питания рек являются талые снеговые воды, вследствие чего большая часть годового стока (65-93%), а нередко весь его объем (временные водотоки) приходится на весенний период. Ввиду относительно небольшого углубления русла рек, доля подземного питания их незначительна – не более 5-10% годового стока. Подземный сток играет существенную роль в жизни рек: зимой, летом и иногда осенью он является единственным источником питания рек. Зимой эти воды расходуются на льдообразование.

На территории участка часто встречаются сорные понижения линейного и блюдцеобразного типа, расположенные между песчаными грядами. В весенний период, при поднятии уровня грунтовых вод, сора наполняются водой. В летний период, за счет температурного режима испаряемость максимальная, сора, в большинстве случаев, пересыхают. Уровень воды в сорах определяется исключительно местными условиями формирования. На территории имеются временные водотоки, которые в меженный период полностью пересыхают.

Воздействие на подземные воды не предполагается.

Источниками загрязнения вод при строительстве месторождения могут быть: бытовые и технические воды, химические реагенты.

Загрязняющие вещества могут поступать с инфильтрующимися атмосферными осадками на участках скопления промышленных и бытовых отходов, замаскированных территорий.

Однако предусмотренными мероприятиями о защите окружающей среды предусмотрено недопущение загрязнения вод.

Согласно письму - ответу №18-13-01-08/361 27.12.2021 контрактной территории, включающей Блоки А и Е расположен за пределами водоохранных зон и полос рек Жем, Сагиз, Уил и Каспийского моря установлен постановлением акимата Атырауской области от 26.04.2013 года №153 «Об установлении водоохранных зон и полос в Атырауской части Каспийского моря » (Приложение 3)

Таблица 6.4.1 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Подземные воды				

Загрязнение подземных водсточными водами, возможные разливами ГСМ	Локальное 1	Временное 1	Слабое 2	низкой значимости ²
---	----------------	----------------	-------------	--------------------------------

Выводы: Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействия на подземные воды при эксплуатации скважин оцениваются: в пространственном масштабе как *локальное*, во временном как *временное* и по величине как *умеренное*.

6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в Кызылкогинском районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Кызылкогинском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.5-1.

Таблица 6.5-1. Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/ (615)	0,2	0,03		2
0405	Пентан (450)	100	25		4
0410	Метан (727*)			50	
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	

0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3
0621	Метилбензол (349)	0,6			3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)			0,05	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3

6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на 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.

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 дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Данный раздел написан согласно главе 3 п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424.

1. Намечаемая деятельность не затрагивает и не оказывает косвенное воздействие на:

- территории Каспийского моря (в том числе заповедной зоны), особо охраняемых природных территорий, их охранных зон, территорий земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; территории природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;

- участки размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; - территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения;

- территории населенных пунктов или его пригородной зоны;

- территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия.

Намечаемая деятельность не включает лесопользование, использование нелесной растительности, специальное водопользование, пользование животным миром, использование невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов, в том числе дефицитных для рассматриваемой территории.

Реализация данного проекта не предусматривает изъятие земель, что не повлечет за собой сокращения мест обитания животных и не приведет естественному уменьшению их кормовой базы.

Намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохраных зон и полос водных объектов, не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в водные объекты и окружающую среду и не окажет диффузного загрязнения водных объектов.

На территории рассматриваемого участка отсутствуют месторождения подземных вод. Учитывая выше сказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Намечаемая деятельность не приведет к экологически обусловленным изменениям демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

Намечаемая деятельность планируется на территории, где отсутствуют объекты, имеющие особое экологическое, расположенные вне особо охраняемых природных территорий, земель оздоровительного, связанных с особо охраняемыми природными территориями.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для ее состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных

климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

Объект исследования – система разработки месторождения Байчунас Западный.

Целью настоящего проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Байчунас Западный.

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 РК запасы УВ.

Целью проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Байчунас Западный. Для разработки месторождения Байчунас Западный рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, газа и закачки воды.

На основе технико-экономического анализа выбран рекомендуемый к реализации 2 вариант, в плане работы добывающих скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4 по объекту I. Бурение новых скважин не предусмотрено. С 2024 года планируется закачка воды в 1 нагнетательную скважину БЧЗ-6, введенную из консервации.

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида, технологических показателей и условий эксплуатации скважин. При проведении промышленной разработке месторождения Байчунас Западный предусматривается с использованием скважин БЧЗ-1, БЧЗ-2, БЧЗ-4, БЧЗ-6. Скважина БЧЗ-6 предусмотрена в качестве нагнетательной для ППД водой.

При выводе из консервации скважины выбросов загрязняющих веществ в атмосферу – 12.586286306 г/с и/или 75.22114751 т/год. При количественном анализе выявлено, что общий объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период разработки на год макс. добычи – 32.586286306 г/с и/или 205.268114751 т/год. При разработке месторождения строительство новых источников и бурение не предусмотрено. 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 - 30.690196063 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 3 класс – 4.98740686 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3 класс- 0.258496719 т/год, Сера диоксид 3класс - 52.6604688 т/год, Сероводород 2класс - 1.55248037 т/год, Углерод оксид 4 класс - 26.224967193 т/год, Бутон 4 класс - 1.101292 т/год, Пентан (4 класс) 1.8177145 т/год, Метан - 31.198128046 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 2.7537508 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 45.5899356 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) - 3.3456004 т/год, Бензол (2 класс) 0.04367 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0.0137236 т/год, Метилбензол (3 класс) 0.027448 т/год, Бенз/а/пирен - 0.0000055 т/год, Этилбензол - 0.000605 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0.05 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) 2.9528303 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 чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

Сбросы загрязняющих веществ: Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут. Отвод хозяйственно-бытовых стоков проектом предусмотрен в биотуалет с последующим вывозом ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией.

Проведенный расчет водопотребления и водоотведения показывает, что при регламентной

работе нефтепромыслового оборудования объемы водопользования составят: в течении календарного года: водопотребление – 3778,11 м3/год и/или 7,63 м3/сут; водоотведение – 3374,65 м3/год или 6,20 м3/сут; безвозвратное потребление – 503,46 м3/год и/или 1,427 м3/сут.

При расконсервации скважины – 2355 м3/год.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются твердые бытовые отходы (ТБО). Твердые бытовые отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Накопление и размещение отходов на месте их образования осуществляется в соответствии с соблюдением экологических требований на специально оборудованной площадке. По мере накопления отходы вывозятся с территории предприятия, согласно договору со специализированной организацией имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета по фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

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

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период расконсервации скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	9,3268
в том числе:		
отходов производства	-	1,5768
отходов потребления	-	7,75
Опасные отходы		
Отработанное масло	-	1,134
промасленная ветошь		0,0257
медицинские отходы		0,0624
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	7,75
Огарки использованных электродов	-	0,3547

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего, в том числе:	-	319,7785
отходов производства	-	103,4545
отходов потребления	-	216,324
Опасные отходы		72,3885
Тара из-под масла и нефти	-	0,25
Тара из-под химреагентов	-	0,5
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0292
Отработанные аккумуляторы	-	0,0315
Отработанное масло	-	1,134
Отработанные смазочно-охлаждающие жидкости	-	0,089
Промасленная ветошь	-	0,254
Отработанные масляные фильтры	-	0,12
Отходы твердых химикатов (сухие химические материалы)	-	1
Нефтешлам	-	67,68
Медицинские отходы	-	0,0624
Тара из-под ЛКМ	-	0,106
Огнетушители, пришедшие в негодность		1,07
Неопасные отходы		247,39
Металлолом	-	30,021

Огарки сварочных электродов	-	0,015
Строительные отходы	-	0,5
Древесные отходы	-	0,3
Отработанная оргтехника	-	0,08
Твердо-бытовые отходы	-	198,5
Пищевые отходы	-	17
Макулатура	-	0,2
Пластиковые отходы	-	0,15
Матрасы, утратившие потребительские свойства	-	0,624

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 разделному сбору отходов ст.321 ЭК.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения ТБО в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам 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

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в

основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – *низкая*.

11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под

воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы химреагентов, ГСМ;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействием высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МООС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - Местное воздействие (4) - площадь воздей-

10 до 100 км2.

- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3 лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Для определения интегральной оценки воздействия горных работ на компоненты окружающей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при разведке на предприятии:

✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

✓ Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

✓ Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;

✓ Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведется контроль за планировочными работами;

✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;

✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

✓ При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее

«жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.

✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;

- ✓ Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- ✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;
- ✓ Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- ✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- ✓ Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- ✓ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках **устанавливаются** передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.
- ✓ Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта;

внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

При реализации проектных решений на месторождении Байсунач Западный 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

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.

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 Байчунас Западный являются:

- пыльные бури;
- штормовой ветер;

- штиль;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;

- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.2. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды, а также предотвращения вторичного загрязнения грунтовых вод через почву, атмосферные осадки, атмосферу компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия.

Компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов:

- контроль за рациональным использованием воды.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования.

Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

12.3. Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими

кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерногеологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

12.4. Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелкоколесем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных

земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;

- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;

- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;

- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;

- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель.

Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

12.5. Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;

- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;

- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;

- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;

- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключаящих 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.

12.6. Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения Байсунач Западный можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

12.7. Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных

технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе 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, образующимися в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, арте- фактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все зем- ляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную

компетентную организацию;

– в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

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 Байчунас Западный 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

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования.

Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

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

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. 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 и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта

Ограниченный (2)	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
Местный (3)	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
Региональный (4)	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	Длительность воздействия до 6 месяцев
Средней продолжительности (2)	От 6 месяцев до 1 года
Продолжительный (3)	От 1 года до 3-х лет
Многолетний (4)	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительная (1)	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
Слабая (2)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
Умеренная (3)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная средасохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
Сильная (4)	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Воздействие низкой значимости (1-8)	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
Воздействие средней значимости (9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
Воздействие высокой значимости (28-64)	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 17-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		

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

17.2. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие

величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2-1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2-2.

Таблица 17.2-2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

1. Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.
5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996г.
6. Методические указания по расчету выбросов за загрязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и промтоходов. 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-Ө

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «Проект разработки месторождения Байчунас Западный» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источников выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

Целью настоящего проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Байчунас Западный.

Недропользователем месторождения Байчунас Западный является ТОО «5A OIL (5A OIIL)» в соответствии с Контрактом №1117 на разведку и добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXVI-17 (частично), 18 (частично) и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области, заключенным с Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК 04 марта 2003 года. Срок действия Контракта №1117 – до 04.03.2034 г.

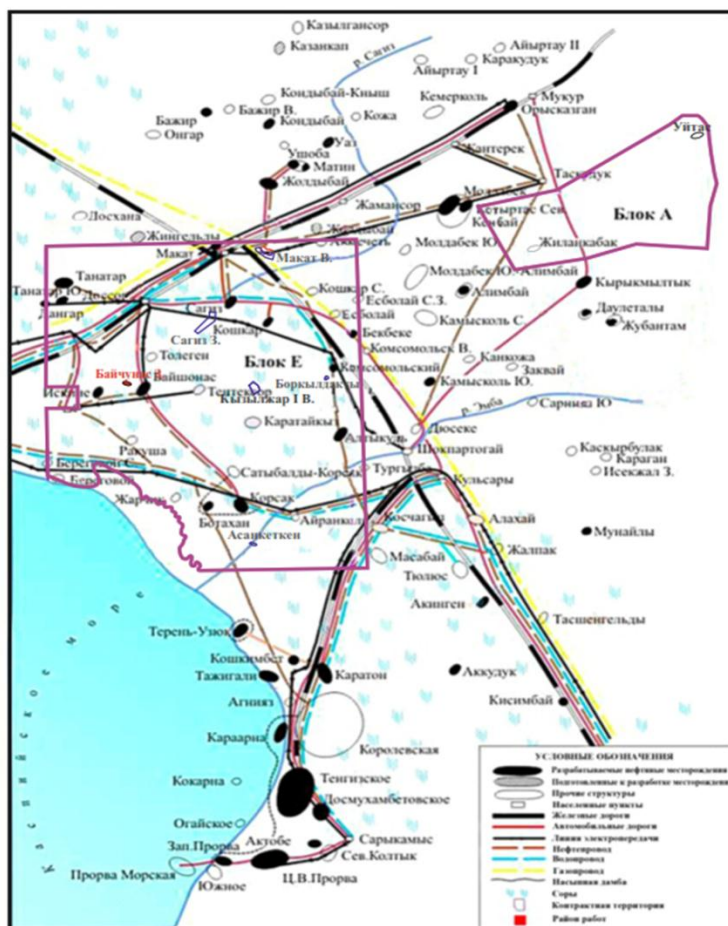


Рисунок 1. Обзорная карта

1) Месторождение Байчунас Западный расположено, примерно, в 80 км к северо-востоку от Атырау и в 30 км к юго-западу от Доссора. В административном отношении рассматриваемое месторождение Байчунас Западный расположено в Макатском районе

Атырауской области Республики Казахстан в пределах листа международной разграфки L-39. В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 заявления о намечаемой деятельности №KZ32RYS00424946 от 09.08.2023 года, основным видом намечаемой деятельности является разведка и добыча углеводородов. Целью проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Байчунас Западный. Для разработки месторождения Байчунас Западный рассмотрены 3 варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, газа и закачки воды. На основе технико-экономического анализа выбран рекомендуемый к реализации 2 вариант, в плане работы добывающих скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-4 по объекту I. Бурение новых скважин не предусмотрено. С 2024 года планируется закачка воды в 1 нагнетательную скважину БЧЗ-6, введенную из консервации. Сравнение технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождения производится по рентабельному периоду. Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 5 лет, 2 варианта 6 лет, 3 варианта 6 лет.

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 проектируемых 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 – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

3) При выводе из консервации скважины выбросов загрязняющих веществ в атмосферу – 12.586286306 г/с и/или 75.22114751 т/год. При количественном анализе выявлено, что общий объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период разработки на год макс. добычи – 32.586286306 г/с и/или 205.268114751 т/год. При разработке месторождения строительство новых источников и бурение не предусмотрено. 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 - 30.690196063 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 3 класс – 4.98740686 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3 класс- 0.258496719 т/год, Сера диоксид 3класс - 52.6604688 т/год, Сероводород 2класс - 1.55248037 т/год, Углерод оксид 4 класс - 26.224967193 т/год, Бутон 4 класс - 1.101292 т/год, Пентан (4 класс) 1.8177145 т/год, Метан - 31.198128046 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 2.7537508 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 45.5899356 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) - 3.3456004 т/год, Бензол (2 класс) 0.04367 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0.0137236 т/год, Метилбензол (3 класс) 0.027448 т/год, Бенз/а/пирен - 0.0000055 т/год, Этилбензол - 0.000605 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0.05 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) 2.9528303 т/год. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

4) Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной,

статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле; несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ и т.д.

Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:

Профессиональная подготовка работника:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);
- повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями). Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующих мероприятий:
- разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;
- первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио–и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен уметь воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

5) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ

технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматривается. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

6) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
- Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2020 г.);
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
7. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
8. РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)»;
9. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
10. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
11. РД 52.04.52-95 Мероприятия в период НМУ.
12. СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» от 20.03.2015 г. № 237.
13. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, №280 от 30.07.2021г. и Экологическим Кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI.
14. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63;
15. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
16. РНД 211.2.05.01-2000. Рекомендации по охране почв, растительности, животного мира в составе раздела "Охрана окружающей среды" в проектах хозяйственной деятельности. - Кокшетау, 2000.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001, Подогреватель нефти ПП-0,63А

Источник загрязнения N 0002, Подогреватель нефти ПП-0,63А

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8328$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 144.14$

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), $H2S = 0.019$

Количество выбросов, кг/час (5.1), $M = B \cdot (2 \cdot SR \cdot BB + 1.88 \cdot H2S \cdot (1-BB)) \cdot 0.01$
 $= 144.14 \cdot (2 \cdot 0 \cdot 0 + 1.88 \cdot 0.019 \cdot (1-0)) \cdot 0.01 = 0.0515$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0515 \cdot 8328 \cdot 10^{-3} = 0.429$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0515 / 3.6 = 0.0143$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 144.14 \cdot 10^{-3} = 0.216$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.216 \cdot 8328 \cdot 10^{-3} = 1.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.216 / 3.6 = 0.06$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 144.14 \cdot 10^{-3} = 0.216$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.216 \cdot 8328 \cdot 10^{-3} = 1.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.216 / 3.6 = 0.06$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт, $MVT = 0.73$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.73 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 2628$

где $3.6 \cdot 10^3$ – переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 144.14 / 1 = 6356.6$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.83$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 6356.6 / 2628 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.000388$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 144.14 \cdot 1.5 = 1695.1$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 1695.1 / 3600 = 0.471$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1695.1 \cdot 0.000388 = 0.658$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.658 \cdot 8328 \cdot 10^{-3} = 5.48$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = M1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.658 / 3.6 = 0.1828$

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, $M = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 5.48 = 4.38$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.1828 = 0.1462$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 5.48 = 0.712$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.1828 = 0.02376$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1462	4.38
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.02376	0.712
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0143	0.429
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.06	1.8
0410	Метан (727*)	0.06	1.8

Источник загрязнения N 0003, ГЭС -1

Источник загрязнения N 0004, ГЭС -2

Список литературы:

1. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных (п.3.1.2) Приложение № 3 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
2. Методика определения валовых выбросов ЗВ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98, М., 1998 г.

Тип ГТУ, тип камеры сгорания и вид топлива: ГТЭ-150 ЛМЗ; высокофорсированная, блочная; топливо - газ

Расход топлива при максимальной нагрузке, т/ч (тыс.нм³/ч), $BG = 0.836$

Среднегодовой расход топлива, т/г (тыс.м³/г), $BM = 915.42$

Теоретический объем дымовых газов, нм³/кг (нм³/нм³), $VO_R = 17.2$

Теоретический объем воздуха, нм³/кг, $VO = 17.2$

Теоретический объем водяных паров, нм³/кг (нм³/нм³), $VH2O = 2.28$

Коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной(табл.2), $AOT = 3.5$

Объем сухих дымовых газов за турбиной, нм³/кг (нм³/нм³) (17), $VCR = (VO_R - VH2O) + (AOT - 1) \cdot VO = (17.2 - 2.28) + (3.5 - 1) \cdot 17.2 = 57.9$

Концентрация оксидов азота (в пересчете на NO₂), мг/м³(табл.2), **CNOX = 220**

Общий выброс оксида и диоксида азота составляет по формуле (16)

Максимально-разовый выброс, г/с, **GNOX = CNOX · VCR · BG · 0.278 · 10⁻³ = 220 · 57.9 · 0.836 · 0.278 · 10⁻³ = 2.96**

Годовой выброс, т/год, **MNOX = CNOX · VCR · BM · 10⁻⁶ = 220 · 57.9 · 915.42 · 10⁻⁶ = 11.66**

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Максимально-разовый выброс, г/с, **_G_ = 0.8 · GNOX = 0.8 · 2.96 = 2.37**

Годовой выброс, т/год, **_M_ = 0.8 · MNOX = 0.8 · 11.66 = 9.33**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Максимально-разовый выброс, г/с, **_G_ = 0.13 · GNOX = 0.13 · 2.96 = 0.385**

Годовой выброс, т/год, **_M_ = 0.13 · MNOX = 0.13 · 11.66 = 1.516**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА И НЕСГОРЕВШИХ УГЛЕВОДОРОДОВ
по РД 34.02.305-90

Вид топлива - газ

Плотность топлива, кг/м³, **PO = 0.706**

Расход топлива в кг/с, **B = BG · PO / 3.6 = 0.836 · 0.706 / 3.6 = 0.164**

Расход топлива, т/год, **BMT = BM · PO = 915.42 · 0.706 = 646.3**

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %, **Q3 = 0.5**

Коэффициенты, определяемый видом сжигания топлива (табл.3 из РД 34.02.305-90)

ACO = 1

ACH4 = 22.8

Показатели степени, определяемые видом сжигаемого топлива(табл.3 из РД 34.02.305-90)

NCO = 5.01

NCH4 = 0.6

Доля окислов серы, связываемых летучей золой в котле (доли от единицы), **NSO2 = 0**

Плотность газа, кг/м³, **PR = 0.7**

Выбросы окислов серы (без очистки), т/год (22), **M = 0.02 · BT · PR · SR · (1-NSO2) = 0.02 · 915.42 · 0.7 · 2 · (1-0) = 25.63**

MSUM = MSUM + M = 0 + 25.63 = 25.63

Выброс с учетом очистки, т/г, **M1 = M · (1-NSO21) · (1-NCSO2 · N0 / _T_) = 25.63 · (1-0) · (1-0.02 · 1095 / 1095) = 25.1**

MSUM1 = MSUM1 + M1 = 0 + 25.1 = 25.1

Максимальный расход натурального топлива, г/с, **BG = BG · PR · 10⁶ / 3600 = 0.8 · 0.7 · 10⁶ / 3600 = 155.6**

Выбросы окислов серы, г/с (22), **G = 0.02 · BG · SR · (1-NSO2) = 0.02 · 155.6 · 2 · (1-0) = 6.22**

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

КПД очистки, %, **_KPD_ = (1-MSUM1 / MSUM) · 100 = (1-25.1 / 25.63) · 100 = 2.068**

ИТОГО по всем видам топлива:

Количество выброшенных окислов серы без учета очистки, т/год, **_M_ = 25.63**

Максимально разовое количество выброшенных окислов серы (без очистки), г/с, **_G_ = 6.22**

Количество выброшенных окислов (с учетом очистки), т/год, **M = _M_ · (1-_KPD_ / 100) = 25.63 · (1-2.068 / 100) = 25.1**

Максимально разовое количество выброшенных окислов серы (с очисткой), г/с, **G = _G_ · (1-_KPD_ / 100) = 6.22 · (1-2.068 / 100) = 6.09**

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Метод:1056 Таблица:R01

строка:133 аСО*Q^{НСО}Острока:133Ошибка: а: 9 Несоответствие типа данных.

Удельный выброс оксида углерода, г/кг топлива, $JCO = ACO \cdot Q_3^{NCO} = "1" \cdot 0.5^{5.01} = 15.04$

Суммарное кол-во окиси углерода, выбрасываемое в атмосферу, г/с

$_G = JCO \cdot B = 15.04 \cdot 0.164 = 2.467$

Валовый выброс, т/год, $_M = JCO \cdot BMT / 1000 = 15.04 \cdot 646.3 / 1000 = 9.72$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Удельный выброс углеводородов, г/кг топлива, $JCH4 = ACH4 \cdot Q_3^{NCH4} = 22.8 \cdot 0.5^{0.6} = 15.04$

Суммарное кол-во несгоревших углеводородов в пересчете на метан,

выбрасываемое в атмосферу, г/с, $_G = JCH4 \cdot B = 15.04 \cdot 0.164 = 2.467$

Валовый выброс, т/год, $_M = JCH4 \cdot BMT / 1000 = 15.04 \cdot 646.3 / 1000 = 9.72$

Итого выбросы

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.37	9.33
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.385	1.516
0330	Сера диоксид	6,22	25,63
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.467	9.72
0410	Метан (727*)	2.467	9.72

Источник загрязнения N 0005, ДЭС 360 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, 100

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 360

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 235.8

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 235.8 \cdot 360 = 0.74022336 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.74022336 / 0.531396731 = 1.392976879 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{\text{зод}} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.768	3.2	0	0.768	3.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1248	0.52	0	0.1248	0.52
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.05	0.2	0	0.05	0.2
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.12	0.5	0	0.12	0.5
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.62	2.6	0	0.62	2.6
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000012	0.0000055	0	0.0000012	0.0000055
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.012	0.05	0	0.012	0.05
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.29	1.2	0	0.29	1.2

Источник загрязнения N 0006, Факельная установка

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: Байчуназ Северный

Цех: Основное

Источник: 0006

Наименование: Факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]/об.	[%]/мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH_4)	85.129	70.685429	16.043	0.7162
Этан(C_2H_6)	4.601	7.16064995	30.07	1.3424
Пропан(C_3H_8)	3.191	7.28287123	44.097	1.9686
Бутан(C_4H_{10})	2.344	7.0514736	58.124	2.5948
Пентан(C_5H_{12})	0.611	2.28165694	72.151	3.2210268
Азот(N_2)	1.81	2.62452966	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO_2)	1.279	2.91338958	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **19.3211609**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.6658**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2393031$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2393031 * (300 + 273) / 19.3211609)^{0.5} = 554.7158363$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.001393**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.001393 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.177362269$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.001393 * 0.6658 = 0.9274594$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000319735 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.3211609) = 73.04778462$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **1.035**;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = YB_i * G$$

где YB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	YB г/г	M г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.018549188
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0022259
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0003617
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00046373
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.001854919

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.9274594 * (3.67 * 0.9984000 * 73.0477846 + 2.9133896) - 0.0185492 - 0.0004637 - 0.0018549 = 2.488557416$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.129 + 152 * 4.601 + 218 * 3.191 + 283 * 2.344 + 349 * 0.611 + 56 * 0 = 9550.1105$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.3211609)^{0.5} = 0.211$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \frac{N}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)} = \frac{N}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0.929949331$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$0.929949331) = 10.54390221$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.54390221 = 11.54390221$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 300 + (9550.1105 * (1-0.211) * 0.9984) / (11.54390221 * 0.4) = 1929.21103$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1800 \leq T_o \leq 2000$, $C_{nc} = 0.4$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 300 + (9550.1105 * (1-0.211) * 0.9984) / (11.54390221 * 0.4) = 1929.21103$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.001393 * 11.54390221 * (273 + 1929.21103) / 273 = 0.12971794$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_f^2 = 1.27 * 0.12971794 / 0.259^2 = 2.455863559$$

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: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.018549188	0.584967193
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.002225903	0.070196063
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000361709	0.01140686
0410	Метан (727*)	0.00046373	0.01462418
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.001854919	0.058496719

Источник загрязнения N 6001, Емкость для дизтоплива 25 м3

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3 (Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YU = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 50**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YU = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 50**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент (Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 25$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 25$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $G_{HR} = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (2.36 \cdot 50 + 3.15 \cdot 50) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00081$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00081 / 100 = 0.000808$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00081 / 100 = 0.00000227$

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	0.00000227
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000808

Источник загрязнения N 6002, Емкость отстойник нефти ОГН-П-50 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, $TMIN = 50$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMIN = 1.09$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 100$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 0.72$

$KTMAX = 0.72$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Производительность закачки, м3/час, $QZ = 1.5$
 Производительность откачки, м3/час, $QOT = 1.5$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 9800$
 Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.87$
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 9800 / (0.87 \cdot 50) = 225.3$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 1.5$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$
 $P = 445$
 Коэффициент, $KB = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 81 \cdot (0.72 \cdot 1 + 1.09) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 9800 / (10^7 \cdot 0.87) = 2.917$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 81 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.0635$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 2.917 / 100 = 2.114$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0635 / 100 = 0.046$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 2.917 / 100 = 0.782$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0635 / 100 = 0.01702$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 2.917 / 100 = 0.0102$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0635 / 100 = 0.0002223$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 2.917 / 100 = 0.00642$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0635 / 100 = 0.0001397$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 2.917 / 100 = 0.00321$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0635 / 100 = 0.0000699$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 2.917 / 100 = 0.00175$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0635 / 100 = 0.0000381$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000381	0.00175
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.046	2.114
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01702	0.782
0602	Бензол (64)	0.0002223	0.0102
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000699	0.00321
0621	Метилбензол (349)	0.0001397	0.00642

Источник загрязнения N 6003, Резервуар РГСН 75 м3 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 = 50**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.09**

KTMIN = 1.09

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 100**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.72**

KTMAX = 0.72

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 75**

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 Kpm(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 1.5**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 1.5**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 75**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 3267**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.87**

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 3267 / (0.87 · 75) = 50.1**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.874**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 1.5**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 445**

, **P = 445**

Коэффициент, **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 · 445 · 105 · (0.72 · 1 + 1.09) · 0.1 · 1.874 · 3267 / (10⁷ · 0.87) = 1.75**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 445 · 105 · 0.72 · 0.1 · 1 · 1.5) / 10⁴ = 0.0823**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 1.75 / 100 = 1.268**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0823 / 100 = 0.0596**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 1.75 / 100 = 0.469**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0823 / 100 = 0.02206**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 1.75 / 100 = 0.00613**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.0823 / 100 = 0.000288**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 1.75 / 100 = 0.00385**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.0823 / 100 = 0.000181**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.75 / 100 = 0.001925$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000905$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.75 / 100 = 0.00105$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000494$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000494	0.00105
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0596	1.268
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.02206	0.469
0602	Бензол (64)	0.000288	0.00613
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905	0.001925
0621	Метилбензол (349)	0.000181	0.00385

Источник загрязнения N 6004, Резервуар РГСН 75 м3 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, $TMIN = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMIN = 1.09$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 100$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.72$

$KTMAX = 0.72$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 75$

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 Kpm(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час, $QZ = 1.5$

Производительность откачки, м3/час, $QOT = 1.5$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 75$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 3267$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.87$

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 3267 / (0.87 \cdot 75) = 50.1$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.874$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 1.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$

, $P = 445$

Коэффициент, $KV = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 100$

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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KV + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 1.09) \cdot 0.1 \cdot 1.874 \cdot 3267 / (10^7 \cdot 0.87) = 1.75$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KV \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.0823$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.75 / 100 = 1.268$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0596$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.75 / 100 = 0.469$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0823 / 100 = 0.02206$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.75 / 100 = 0.00613$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000288$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.75 / 100 = 0.00385$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000181$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.75 / 100 = 0.001925$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000905$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.75 / 100 = 0.00105$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000494$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000494	0.00105
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0596	1.268
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.02206	0.469
0602	Бензол (64)	0.000288	0.00613
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905	0.001925
0621	Метилбензол (349)	0.000181	0.00385

Источник загрязнения N 6005, Резервуар РГСН 75 м3 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, $TMIN = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMIN = 1.09$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 100$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.72$

$KTMAX = 0.72$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 75$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час, $QZ = 1.5$

Производительность откачки, м3/час, $QOT = 1.5$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 75$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 3267$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.87$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 3267 / (0.87 \cdot 75) = 50.1$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.874$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VC_{MAX} = 1.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$

, $P = 445$

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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KT_{MAX} \cdot KB + KT_{MIN}) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 1.09) \cdot 0.1 \cdot 1.874 \cdot 3267 / (10^7 \cdot 0.87) = 1.75$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KT_{MAX} \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VC_{MAX}) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.0823$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.75 / 100 = 1.268$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0596$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.75 / 100 = 0.469$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0823 / 100 = 0.02206$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.75 / 100 = 0.00613$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000288$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.75 / 100 = 0.00385$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000181$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.75 / 100 = 0.001925$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000905$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.75 / 100 = 0.00105$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000494$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000494	0.00105
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0596	1.268
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.02206	0.469
0602	Бензол (64)	0.000288	0.00613
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905	0.001925
0621	Метилбензол (349)	0.000181	0.00385

Источник загрязнения N 6006, Насос для нефти

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.03$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_г = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T_г) / 1000 = (0.03 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.263$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.263 / 100 = 0.1906$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.263 / 100 = 0.0705$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.263 / 100 = 0.00092$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.263 / 100 = 0.000579$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.263 / 100 = 0.0002893$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.263 / 100 = 0.0001578$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005	0.0001578
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604	0.1906
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232	0.0705
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.00092
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0002893
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.000579

Источник загрязнения N 6007, Насос для нефти

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя торцевыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.03$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$
 Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.03 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.263$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.263 / 100 = 0.1906$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.263 / 100 = 0.0705$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.263 / 100 = 0.00092$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.263 / 100 = 0.000579$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.263 / 100 = 0.0002893$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.263 / 100 = 0.0001578$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005	0.0001578
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604	0.1906
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232	0.0705
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.00092
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0002893
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.000579

Источник загрязнения N 6008, Сливо-наливная установка

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, $TMIN = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMIN = 1.09$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 100$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.72$

$KTMAX = 0.72$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение K_{PSR} (Прил.8), **$K_{PSR} = 0.1$**

Значение K_{PM} (Прил.8), **$K_{PM} = 0.1$**

Коэффициент, **$K_{PSR} = 0.1$**

Производительность закачки, м3/час, **$QZ = 1.5$**

Производительность откачки, м3/час, **$QOT = 1.5$**

Коэффициент, **$K_{PMAX} = 0.1$**

Общий объем резервуаров, м3, **$V = 50$**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **$B = 4900$**

Плотность смеси, т/м3, **$RO = 0.87$**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **$NN = B / (RO \cdot V) = 4900 / (0.87 \cdot 50) = 112.6$**

Коэффициент (Прил. 10), **$KOB = 1.35$**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **$VCMAX = 1.5$**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **$PS = 445$**

, **$P = 445$**

Коэффициент, **$KB = 1$**

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), **$M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 1.09) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 4900 / (10^7 \cdot 0.87) = 1.89$**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **$G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.0823$**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 72.46$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.89 / 100 = 1.37$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0596$**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 26.8$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.89 / 100 = 0.507$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0823 / 100 = 0.02206$**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.35$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.89 / 100 = 0.00662$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000288$**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.22$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.89 / 100 = 0.00416$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000181$**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.11$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.89 / 100 = 0.00208$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000905$**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **$CI = 0.06$**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **$M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.89 / 100 = 0.001134$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **$G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000494$**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000494	0.001134
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0596	1.37
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.02206	0.507
0602	Бензол (64)	0.000288	0.00662
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905	0.00208
0621	Метилбензол (349)	0.000181	0.00416

Источник загрязнения N 6009, Сливно-наливная установка

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 = 50**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.09**

KTMIN = 1.09

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 100**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.72**

KTMAX = 0.72

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpm(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 1.5**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 1.5**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 4900**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.87**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 4900 / (0.87 · 50) = 112.6**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 1.5**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 445**

, **P = 445**

Коэффициент, **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 · 445 · 105 · (0.72 · 1 + 1.09) · 0.1 · 1.35 · 4900 / (10⁷ · 0.87) = 1.89**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 445 · 105 · 0.72 · 0.1 · 1 · 1.5) / 10⁴ = 0.0823**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 1.89 / 100 = 1.37**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0823 / 100 = 0.0596**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 1.89 / 100 = 0.507**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0823 / 100 = 0.02206**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 1.89 / 100 = 0.00662**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.0823 / 100 = 0.000288**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 1.89 / 100 = 0.00416**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.0823 / 100 = 0.000181**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.89 / 100 = 0.00208$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000905$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.89 / 100 = 0.001134$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000494$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000494	0.001134
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0596	1.37
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.02206	0.507
0602	Бензол (64)	0.000288	0.00662
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905	0.00208
0621	Метилбензол (349)	0.000181	0.00416

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6010, Сепаратор газа

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000376$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000376 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001186$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 45.69 / 100 = 0.001563$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001563 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0493$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 22.9 / 100 = 0.000783$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0247$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Масовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 12.08 / 100 = 0.000413$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000413 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01302$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.136008$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.46$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.46 \cdot 0.136008 \cdot 2 = 0.1251$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1251 / 3.6 = 0.03475$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000382$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000382 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001205$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 45.69 / 100 = 0.01588$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01588 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.501$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 22.9 / 100 = 0.00796$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00796 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.251$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 12.08 / 100 = 0.0042$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0042 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1325$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000264$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000833$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 45.69 / 100 = 0.00001097$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000346$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 22.9 / 100 = 0.0000055$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000055 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001734$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 12.08 / 100 = 0.0000029$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000029 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000915$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Утечки из паровой фазы	2	8760
Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)	Утечки из паровой фазы	2	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Утечки из паровой фазы	4	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0158800	0.5506460
0405	Пентан (450)	0.0042000	0.1456115
0410	Метан (727*)	0.0000382	0.001324433

0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0079600	0.2758734
------	--------------------------------	-----------	-----------

Источник загрязнения N 6011, Насос НБ-125

Аналогичный расчет:

Источник загрязнения N 6012, Насос НБ-125 резерв

"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 Выбросы при работе теплообменной аппаратуры и средств перекачки (табл. 5.4)

Вид нефтепродукта или 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

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Удельный выброс, кг/час(табл. 5.4), $Q = 0.02$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 5$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 5$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.02 \cdot 5 / 3.6 = 0.0278$

Валовый выброс, т/год, $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 5 \cdot 8760) / 1000 = 0.876$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0278	0.876

Источник загрязнения N 6013, Насос для закачки пластовой воды

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,8571		доли/ед.
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	0,1097		доли/ед.
углеводород C ₁₂ -C ₁₉ , с _{ji}	0,0323		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,00045		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	10		шт.
ЗРА, шт; n _j	6		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,05		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07		
выбросы вредного вещества, Y _{ну} C ₁ -C ₅	1,34668		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{ну} C ₆ -C ₁₀	0,17236		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{ну} C ₁₂ -C ₁₉	0,05075		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{ну} Сера	0,00071		мг/с
валовые выбросы, Y _{ну} C ₁ -C ₅	0,00135	г/с	0,0424688 т/г
валовые выбросы, Y _{ну} C ₆ -C ₁₀	0,000172	г/с	0,0054356 т/г
валовые выбросы, Y _{ну} C ₁₂ -C ₁₉	0,000051	г/с	0,0016004 т/г
валовые выбросы, Y _{ну} Сера	0,000001	г/с	0,0000223 т/г
Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п			

Источник загрязнения N 6014, Выкидные линии

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
 2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
 3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (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 = 33**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, **T = 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), **G = X · Q · N = 0.07 · 0.006588 · 33 = 0.01522**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, **G = G / 3.6 = 0.01522 / 3.6 = 0.00423**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00423 \cdot 63.39 / 100 = 0.00268$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00268 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0845$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00423 \cdot 14.12 / 100 = 0.000597$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000597 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01883$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00423 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001616$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001616 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0051$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00423 \cdot 2.65 / 100 = 0.000112$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000112 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00353$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00423 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001134$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001134 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003576$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	33	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001134	0.003576
0405	Пентан (450)	0.000112	0.00353
0410	Метан (727*)	0.000597	0.01883
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0001616	0.0051
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00268	0.0845

Источник загрязнения N 6015, Устье скважин

Аналогичный расчет:

Источник загрязнения N 6016, 6017 Устье скважин

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., $N = 66$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 66 = 0.03044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03044 / 3.6 = 0.00846$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 63.39 / 100 = 0.00536$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00536 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.169$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 14.12 / 100 = 0.001195$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0377$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 3.82 / 100 = 0.000323$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000323 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01019$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 2.65 / 100 = 0.000224$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000224 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00706$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002267$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002267 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00715$

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., $N = 33$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 33 = 1.282$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.282 / 3.6 = 0.356$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 63.39 / 100 = 0.2257$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.2257 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.12$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 14.12 / 100 = 0.0503$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0503 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.586$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 3.82 / 100 = 0.0136$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0136 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.429$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 2.65 / 100 = 0.00943$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00943 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2974$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 2.68 / 100 = 0.00954$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00954 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.301$

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., $N = 99$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 99 = 0.00057$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00057 / 3.6 = 0.0001583$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001003$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001003 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00316$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 14.12 / 100 = 0.00002235$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000705$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000605$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000605 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001908$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 2.65 / 100 = 0.000004195$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000004195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001323$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000424$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000424 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001337$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	66	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	33	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	99	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00954	0.3082837
0405	Пентан (450)	0.00943	0.3045923
0410	Метан (727*)	0.0503	1.624405
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0136	0.4393808
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2257	7.29216

Источник загрязнения N 6018, Блок реагентов

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: 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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000612 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000965$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003234 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000051$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001632 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002573$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002046 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003226$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000734 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01157$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003875 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00611$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001956 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003084$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000245 \cdot 4380 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00386$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
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:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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 6019, 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, V=6,5 м3

Источник загрязнения N 6020, 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, V=25 м3

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (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., $N = 66$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 66 = 0.03044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03044 / 3.6 = 0.00846$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 63.39 / 100 = 0.00536$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00536 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.169$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 14.12 / 100 = 0.001195$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0377$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 3.82 / 100 = 0.000323$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000323 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01019$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 2.65 / 100 = 0.000224$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000224 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00706$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00846 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002267$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002267 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00715$

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., $N = 33$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 33 = 1.282$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.282 / 3.6 = 0.356$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 63.39 / 100 = 0.2257$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.2257 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.12$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 14.12 / 100 = 0.0503$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0503 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.586$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 3.82 / 100 = 0.0136$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0136 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.429$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 2.65 / 100 = 0.00943$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00943 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2974$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.356 \cdot 2.68 / 100 = 0.00954$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00954 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.301$

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., $N = 99$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 99 = 0.00057$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00057 / 3.6 = 0.0001583$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001003$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001003 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00316$

Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 14.12 / 100 = 0.00002235$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000705$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000605$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000605 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001908$

Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 2.65 / 100 = 0.000004195$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000004195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001323$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0001583 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000424$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000424 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001337$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	66	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	33	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	99	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00954	0.3082837
0405	Пентан (450)	0.00943	0.3045923
0410	Метан (727*)	0.0503	1.624405
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0136	0.4393808

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2257	7.29216
------	---	--------	---------

Подготовительные работы и монтаж установки КРС

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

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 = 250**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.7**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.31**
в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железоз/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 10.69**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 250 / 10^6 = 0.00267$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 0.7 / 3600 = 0.00208$**

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.92**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 250 / 10^6 = 0.00023$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000179$**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.4**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 250 / 10^6 = 0.00035$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000272$**

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 3.3**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 250 / 10^6 = 0.000825$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000642$**

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.75**

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 250 / 10^6 = 0.0001875$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0001458$**

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.5**

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 250 / 10^6 = 0.0003$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0002333$**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), **$M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 250 / 10^6 = 0.00004875$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), **$G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0000379$**

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 13.3**

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 250 / 10^6 = 0.003325$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.002586$

ИТОГО:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00208	0.00267
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000179	0.00023
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0002333	0.0003
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000379	0.00004875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.002586	0.003325
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001458	0.0001875
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000642	0.000825
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000272	0.00035

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 3.0 - 5.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1.2$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.7$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 120.5$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.2$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $\underline{M} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 540 \cdot 120.5 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0656$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $\underline{G} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 540 \cdot 0.2 \cdot (1-0) / 3600 = 0.03024$

Итого выбросы:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
------------	------------------------	-------------------	---------------------

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)	0.03024	0.0656
------	---	---------	--------

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Разработка грунта экскаватором

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Аамл, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.7$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 80$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 480.96$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.7$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 480.96 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.00485$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 0.7 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.00196$

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)	0.00196	0.00485

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Разработка грунта бульдозером (ПРС)

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: Плодородный слой

Влажность материала в диапазоне: 3.0 - 5.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 1.2$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K_4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 1.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K_5 = 0.6$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 6240$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 12.4$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 6240 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.437$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 12.4 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.241$

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)	0.241	0.437

Раконсервация скважин и подготовительные работы к испытанию

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001, Дизельный двигатель при освещении

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 52

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 210

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 210 \cdot 100 = 0.18312 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:
 $Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.18312 / 0.531396731 = 0.344601292$ (А.4)

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	1.6640		0.213333333	1.664
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.27040		0.034666667	0.2704
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.1040		0.013888889	0.104
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.260		0.033333333	0.26
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	1.3520		0.172222222	1.352
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000002860		0.000000333	0.00000286
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.0260		0.003333333	0.026
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.080555556	0.6240		0.080555556	0.624

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельный двигатель БУ ZJ-20

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 74

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 224.85

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 224.85 \cdot 169 = 0.331356948 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.360533333	2.368	0	0.360533333	2.368
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	0.3848	0	0.058586667	0.3848
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	0.148	0	0.023472222	0.148
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	0.37	0	0.056333333	0.37

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	1.924	0	0.291055556	1.924
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000563	0.00000407	0	0.000000563	0.00000407
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.037	0	0.005633333	0.037
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	0.888	0	0.136138889	0.888

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0003, Цементировочный агрегат "ЦА-320М"

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 20

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 215.9 \cdot 176 = 0.331346048 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	0.640	0	0.375466667	0.64
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.1040	0	0.061013333	0.104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.040	0	0.024444444	0.04
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.10	0	0.058666667	0.1
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.520	0	0.303111111	0.52
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000000587	0.0000011	0	0.000000587	0.0000011
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.010	0	0.005866667	0.01
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.141777778	0.240	0	0.141777778	0.24

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Дизельгенератор (резерв.)

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 24

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 166.67

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 166.67 \cdot 300 = 0.43600872 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.43600872 / 0.531396731 = 0.820495676 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	0.768	0	0.64	0.768
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	0.1248	0	0.104	0.1248
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	0.048	0	0.041666667	0.048
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	0.12	0	0.1	0.12
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	0.624	0	0.516666667	0.624
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.000001	0.00000132	0	0.000001	0.00000132
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.012	0	0.01	0.012
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0.241666667	0.288	0	0.241666667	0.288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0005, Сварочный агрегат

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

~~~~~

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 15

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 200

Температура отработавших газов  $T_{ог}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{ог}$ , кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 100 = 0.1744 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO  | NOx | CH  | C   | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|-----|-----|-----|-----|-----|------|--------|
| Б      | 6.2 | 9.6 | 2.9 | 0.5 | 1.2 | 0.12 | 1.2E-5 |

Таблица значений выбросов  $q_{zi}$  г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

| Группа | CO | NOx | CH | C | SO2 | CH2O | БП     |
|--------|----|-----|----|---|-----|------|--------|
| Б      | 26 | 40  | 12 | 2 | 5   | 0.5  | 5.5E-5 |

Расчет максимального из разовых выброса  $M_i$ , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> и 0.13 - для NO

**Итого выбросы по веществам:**

| Код  | Примесь                                                                          | г/сек<br>без<br>очистки | т/год<br>без<br>очистки | %<br>очистки | г/сек<br>с<br>очисткой | т/год<br>с<br>очисткой |
|------|----------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|------------------------|------------------------|
| 0301 | Азота (IV) диоксид<br>(Азота диоксид) (4)                                        | 0.213333333             | 0.480                   | 0            | 0.213333333            | 0.48                   |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота<br>оксид) (6)                                             | 0.034666667             | 0.0780                  | 0            | 0.034666667            | 0.078                  |
| 0328 | Углерод (Сажа,<br>Углерод черный)<br>(583)                                       | 0.013888889             | 0.030                   | 0            | 0.013888889            | 0.03                   |
| 0330 | Сера диоксид<br>(Ангидрид сернистый,<br>Сернистый газ, Сера<br>(IV) оксид) (516) | 0.033333333             | 0.0750                  | 0            | 0.033333333            | 0.075                  |
| 0337 | Углерод оксид (Окись<br>углерода, Угарный<br>газ) (584)                          | 0.172222222             | 0.390                   | 0            | 0.172222222            | 0.39                   |

|      |                                                                                                                   |             |             |   |             |             |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|---|-------------|-------------|
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)                                                                                 | 0.000000333 | 0.000000825 | 0 | 0.000000333 | 0.000000825 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609)                                                                                     | 0.003333333 | 0.0075      | 0 | 0.003333333 | 0.0075      |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.080555556 | 0.18        | 0 | 0.080555556 | 0.18        |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6005, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup>(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 98.75**

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 = 98.75**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

**GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>, **V = 50**

Сумма Ghri\*Knp\*Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10<sup>-6</sup> + GHR = (2.36 · 98.75 + 3.15 · 98.75) · 0.1 · 10<sup>-6</sup> + 0.000783 = 0.000837**

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.000837 / 100 = 0.000835**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.000837 / 100 = 0.000002344**

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 | 0.000002344  |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); | 0.000163    | 0.000835     |

|                             |  |  |
|-----------------------------|--|--|
| Растворитель РПК-265П) (10) |  |  |
|-----------------------------|--|--|

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6006, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1),  $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $N1 = 3$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт.,  $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год,  $T = 1008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1),  $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2),  $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 3 \cdot 1008) / 1000 = 0.121$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.121 / 100 = 0.1207$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.121 / 100 = 0.000339$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518)                                                                                | 0.0000311  | 0.000339     |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.01108    | 0.1207       |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6007, Емкость для масла

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт,  $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12),  $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12),  $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 4.5$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 0.1$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3,  $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение  $K_{pm}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPM = 0.1$

Значение  $K_{psr}$  для этого типа резервуаров(Прил. 8),  $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов



при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13),  $G_{HRI} = 0.27$

$$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_R = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$$

Коэффициент,  $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент,  $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 10$

Сумма  $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_R$ ,  $G_{HR} = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1),  $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (0.25 \cdot 4.5 + 0.25 \cdot 0.1) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

**Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716\*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5),  $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

| Код  | Наименование ЗВ                                                                | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|--------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) | 0.00001625 | 0.000073     |

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6008, Емкость для сбора 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 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута 4 (южная) климатическая зона

Южная зона, области РК: Алматинская, Атырауская, Жамбылская, юг Карагадинской (ранее Жезказганская)

Площадь испарения поверхности, м<sup>2</sup>,  $F = X_2 \cdot Y_2 = 0 \cdot 0 = 30$

Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м<sup>2</sup> в месяц(п.5.3.3),  $N_{IOZ} = 2.16$

Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м<sup>2</sup> в месяц(п.5.3.3),  $N_{2VL} = 2.88$

**Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.45),  $G = N_{2VL} \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 30 / 2592 = 0.0333$

Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46),  $G = (N_{IOZ} + N_{2VL}) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (2.16 + 2.88) \cdot 6 \cdot 30 \cdot 0.001 = 0.907$

Валовый выброс, т/год,  $M = 0.907$

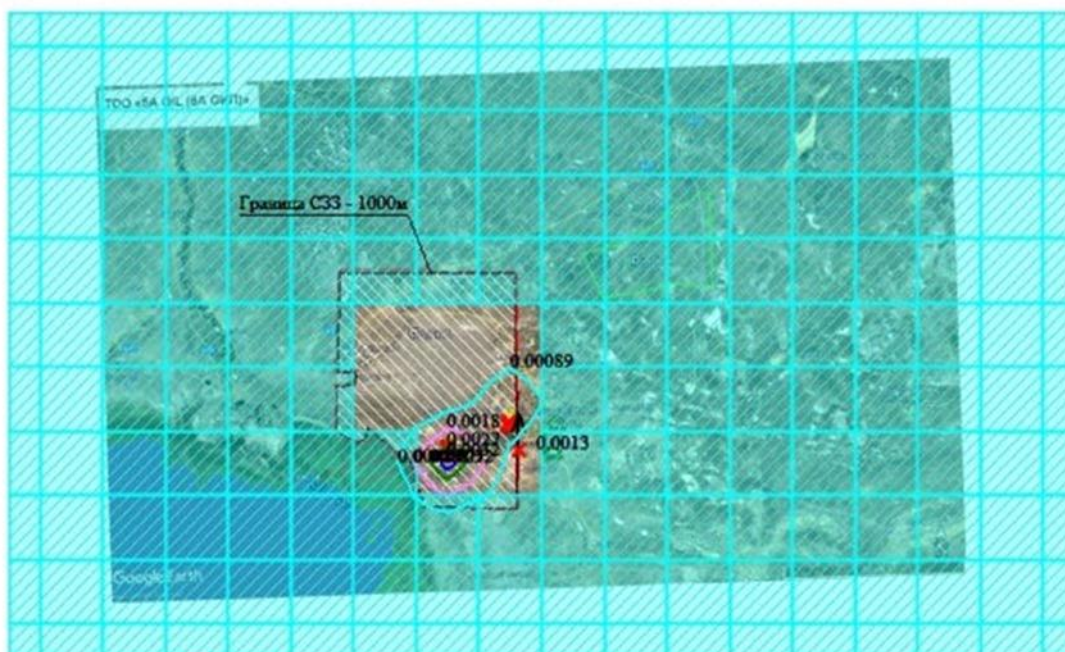
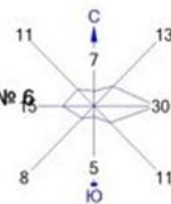
Итого:

| Код  | Наименование ЗВ                                                                                                   | Выброс г/с | Выброс т/год |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|--------------|
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.0333     | 0.907        |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

### Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

Город : 003 Атырау  
 Объект : 0074 РООС Доп. №2 к пр. раз. раб. по оц. угл. на контр. терр., включ. блоки А и Е Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014  
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



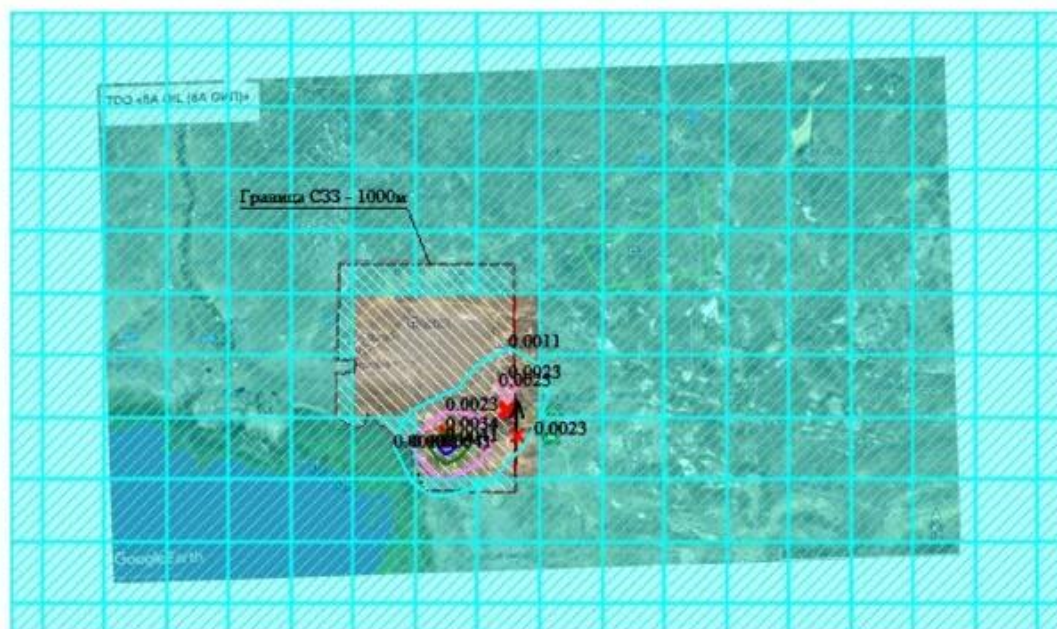
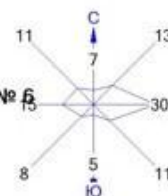
Условные обозначения:  
 Территория предприятия  
 Сан. зона, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 [0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)  
 0.00089 ПДК  
 0.0018 ПДК  
 0.0027 ПДК  
 0.0032 ПДК  
 0.0089 ПДК

0 30377 91131м.  
  
 Масштаб 1:3037700

Макс концентрация 0.0035556 ПДК достигается в точке  $x = -34260$   $y = 21857$   
 При опасном направлении 2° и опасной скорости ветра 1.53 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 539869 м, высота 317570 м,  
 шаг расчетной сетки 31757 м, количество расчетных точек 18\*11  
 Расчет на существующее положение.

Город : 003 Атырау  
 Объект : 0074 РООС Доп. №2 к пр. раз. раб. по оц. угл. на контр. терр., включ. блоки А и Е Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014  
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



Условные обозначения:  
 [ ] Территория предприятия  
 [ ] Сан. зона, группа N 01  
 ! Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

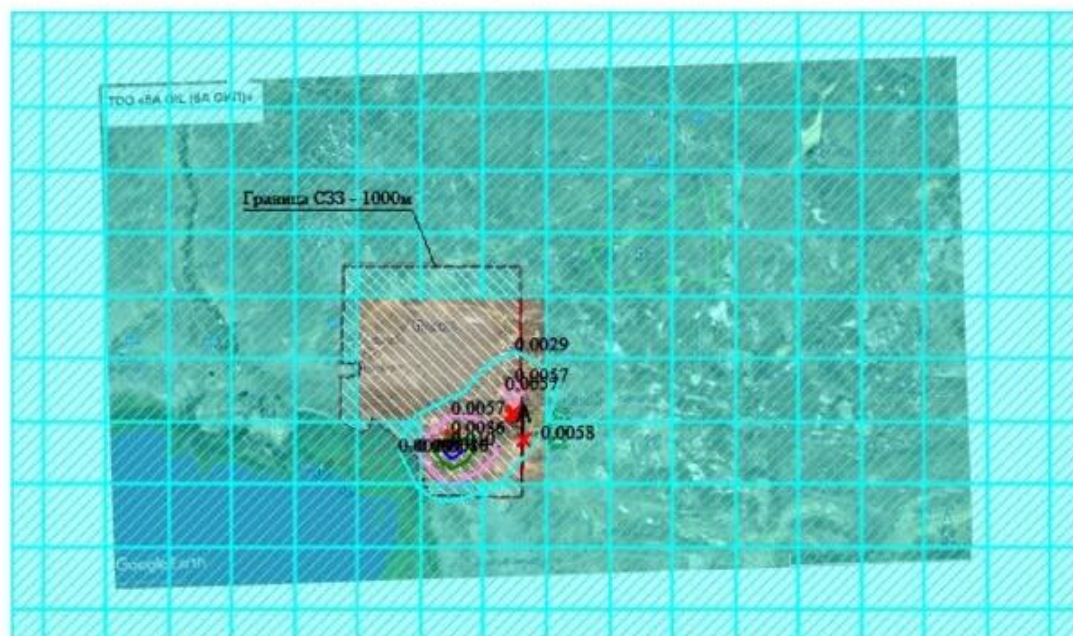
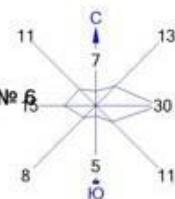
Изолинии в долях ПДК  
 [0337] Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)  
 — 0.0011 ПДК  
 — 0.0023 ПДК  
 — 0.0034 ПДК  
 — 0.0041 ПДК  
 — 0.0053 ПДК

0 30377 91131м.  
 Масштаб 1:3037700

Макс концентрация 0.0045313 ПДК достигается в точке  $x = -34260$   $y = 21857$   
 При опасном направлении 2° и опасной скорости ветра 5.2 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 539869 м, высота 317570 м,  
 шаг расчетной сетки 31757 м, количество расчетных точек 18\*11  
 Расчет на существующее положение.

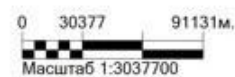


0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



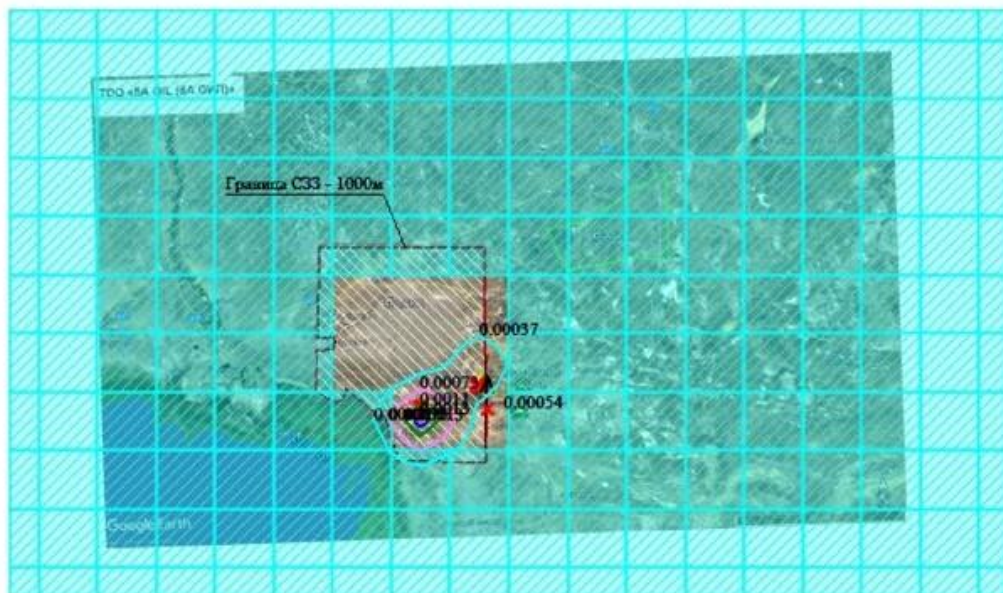
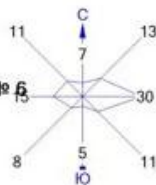
Расч. прямоугольник N 01

0,0029 ПДК



Расчёт на существующее положение.

Город : 003 Атырау  
 Объект : 0074 РООС Доп. №2 к пр. раз. раб. по оц. угл. на контр. терр., включ. блоки А и Е Вар.№ 6  
 ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014  
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



Условные обозначения:  
 [ ] Территория предприятия  
 [ ] Сан. зона, группа N 01  
 † Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 [0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)  
 0.00037 ПДК  
 0.00073 ПДК  
 0.0011 ПДК  
 0.0013 ПДК  
 0.00037 ПДК

0 30377 91131м.  
 Масштаб 1:3037700

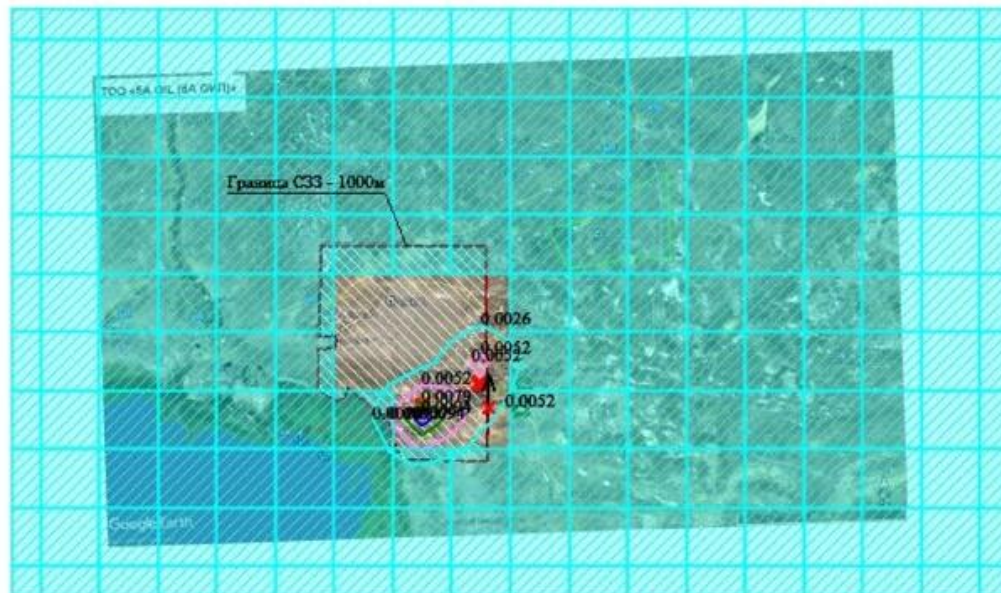
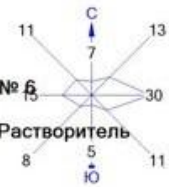
Макс концентрация 0.001463 ПДК достигается в точке  $x = -34260$   $y = 21857$   
 При опасном направлении  $3^\circ$  и опасной скорости ветра 1.54 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 539869 м, высота 317570 м,  
 шаг расчетной сетки 31757 м, количество расчетных точек  $18 \times 11$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 003 Атырау

Объект : 0074 РООС Доп. №2 к пр. раз. раб. по оц. угл. на контр. терр., включ. блоки А и Е Вар.№ 6

ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014

2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)



Условные обозначения:  
 Изолинии в долях ПДК  
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)  
 территория предприятия  
 Сан. зона, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 0.0026 ПДК  
 0.0079 ПДК  
 0.0094 ПДК  
 0.0026 ПДК

0 30377 91131м.  
 Масштаб 1:3037700

Макс концентрация 0.0104723 ПДК достигается в точке  $x = -34260$   $y = 21857$   
 При опасном направлении 2° и опасной скорости ветра 5.2 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 539869 м, высота 317570 м,  
 шаг расчетной сетки 31757 м, количество расчетных точек 18\*11  
 Расчет на существующее положение.

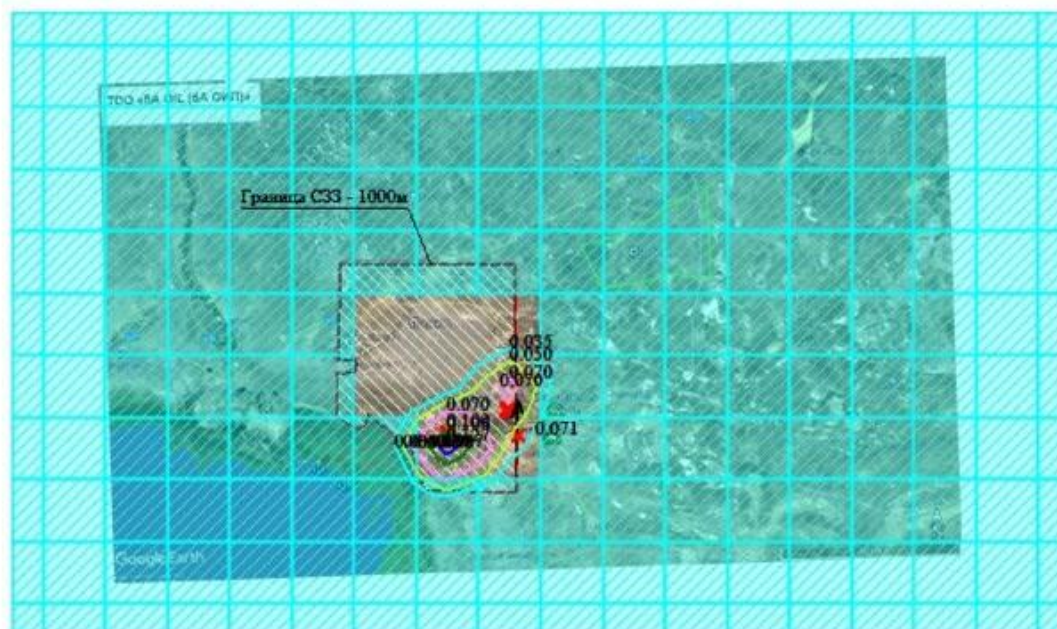
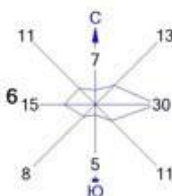


Город : 003 Атырау

Объект : 0074 РООС Доп. №2 к пр. раз. раб. по оц. угл. на контр. терр., включ. блоки А и Е Вар.№ 6

ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014

0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Изолинии в долях ПДК

0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

территория предприятия

0.035 ПДК Сан. зона, группа N 01

0.050 ПДК Максим. значение концентрации

0.070 ПДК Расч. прямоугольник N 01

0.100 ПДК

0.106 ПДК

0.127 ПДК

0.035 ПДК



Макс концентрация 0.1408652 ПДК достигается в точке  $x = -34260$   $y = 21857$

При опасном направлении 2° и опасной скорости ветра 5.2 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 539869 м, высота 317570 м,

шаг расчетной сетки 31757 м, количество расчетных точек 18\*11

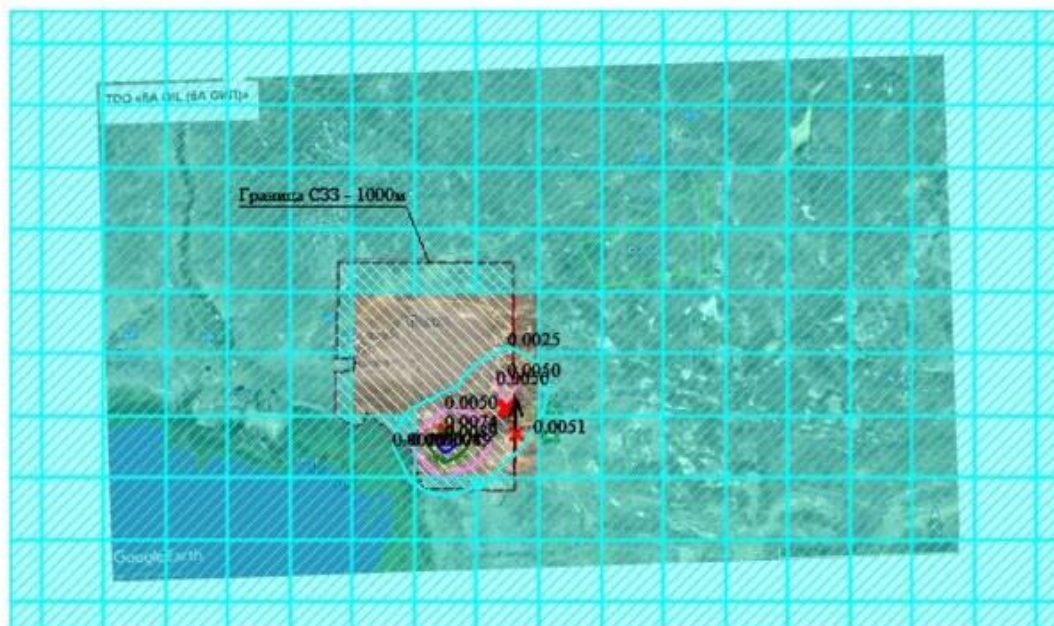
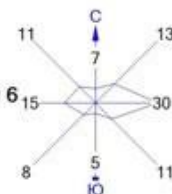
Расчёт на существующее положение.

Город : 003 Атырау

Объект : 0074 РООС Доп. №2 к пр. раз. раб. по оц. угл. на контр. терр., включ. блоки А и Е Вар.№ 6

ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014

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



Изолинии в долях ПДК

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

- 0.0025 ПДК
- 0.0050 ПДК
- 0.0074 ПДК
- 0.0089 ПДК
- 0.009031 ПДК

Сан. зона, группа N 01

Максим. значение концентрации

Расч. прямоугольник N 01

0 30377 91131м.  
Масштаб 1:3037700

Макс концентрация 0.0099031 ПДК достигается в точке  $x = -34260$   $y = 21857$   
 При опасном направлении 3° и опасной скорости ветра 5.2 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 539869 м, высота 317570 м,  
 шаг расчетной сетки 31757 м, количество расчетных точек 18\*11  
 Расчет на существующее положение.

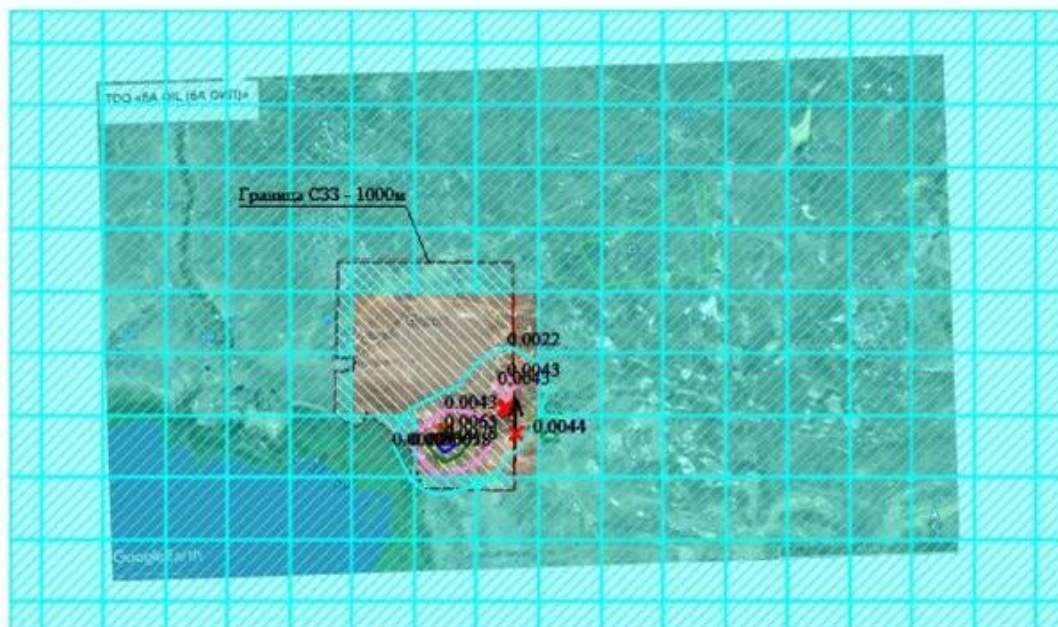
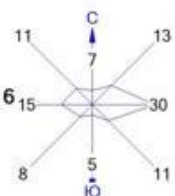


Город : 003 Атырау

Объект : 0074 РООС Доп. №2 к пр. раз. раб. по оц. угл. на контр. терр., включ. блоки А и Е Вар.№ 6

ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014

1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Изолинии в долях ПДК  
 [1325] Формальдегид (Метаналь) (609)  
 Территория предприятия  
 Сан. зона, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

0.0022 ПДК  
 0.0043 ПДК  
 0.0065 ПДК  
 0.0078 ПДК  
 0.0022 ПДК

0 30377 91131м.  
 Масштаб 1:3037700

Макс концентрация 0.008665 ПДК достигается в точке  $x = -34260$   $y = 21857$   
 При опасном направлении 2° и опасной скорости ветра 5.2 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 539869 м, высота 317570 м,  
 шаг расчетной сетки 31757 м, количество расчетных точек 18\*11  
 Расчет на существующее положение.

## «ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ  
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

04.10.2023

1. Город – Атырауская область

2. Адрес – **Казахстан, Атырауская область, в Макатском районе**

4. Организация, запрашивающая фон –

5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Байчунас  
Западный**

6. Разрабатываемый проект – Проект разработки месторождения Байчунас  
Западный

7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы,  
Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешанные частицы PM2.5, Взвешанные  
частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в  
Казахстан, Атырауская область, Макатский район выдача справки о фоновых  
концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется  
возможным.



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

14.07.2007 года01042P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспиан Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,  
улица ГАЛЫМЖАН 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)

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  
лицензии

Место 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

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспиан Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица ГАЛЫМЖАН 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))