



УТВЕРЖДАЮ:



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**к «Дополнению проекта разработки месторождения Кемерколь
(по состоянию на 02.01.2023 г.)**

Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



Майлыбаев Р.М.

г. Алматы, 2023 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ раздел	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)		12
1.2.1. Климатические условия региона		12
1.2.2. Гидрографическая сеть.....		15
1.2.3. Растительный и животный мир.....		15
1.2.4. Характеристика геологического строения.....		16
1.2.4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения.....		16
1.2.4.2. Тектоника.....		18
1.2.4.3. Нефтегазоносность.....		23
1.3. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям		26
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		26
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.....		27
1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности.....		27
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.....		29
1.5.1. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения.....		31
1.5.2. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки.....		43
1.5.2.1. Обоснование выделения объектов разработки.....		43
1.5.2.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....		44
1.5.2.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....		45
1.5.2.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения.....		45
1.5.2.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин.....		46
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.....		47
1.7. Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности.....		47
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.....		47
1.8.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу.....		47
1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду.....		51
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		70
1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источник образования отходов.....		70
1.9.2. Расчет количества образующихся отходов.....		73
1.9.3. Процедура управления отходами.....		77
1.9.4. Программа управления отходами.....		78
1.9.5. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....		80
2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ		81

НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ.....	
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.....	82
4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	84
4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ).....	104
4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	104
4.3. Различная последовательность работ.....	104
4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	104
4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).....	104
4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).....	104
4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	104
4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....	104
5. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ.....	106
5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	106
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	106
5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	106
5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	106
5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	107
6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	108
6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	108
6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	108
6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	108
6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	110
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).....	111
6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	112
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....	113
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.....	114
7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	114
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	115

8.	ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ).....	
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....	116
9.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ...	118
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	119
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.....	120
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности...	120
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	120
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	121
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.....	121
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	122
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.....	123
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	124
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями...	125
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).....	126
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА	128
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.....	129
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	131
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	132
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	133
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	134
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ.....	136
КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....		137
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....		142

ПРИЛОЖЕНИЯ

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

ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Дополнению проекта разработки месторождения Кемерколь (по состоянию на 02.01.2023 г.)» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

ТОО «АП – Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В проекте приведены сведения о геологической характеристики месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Область применения – месторождение Кемерколь компании ТОО «АП-Нафта Оперейтинг».

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.01.2023 г. и охватывает продуктивные горизонты верхнеюрских (горизонт J3-I) и среднетриасовых отложений (горизонты T2-I пласт А, T2-I пласт В, T2-III, T2-IV, T2-V), установленных по результатам бурения, обработки материалов геофизических исследований и опробования разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных в пределах месторождения.

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь. В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантекек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км.

В проекте предусмотрены три варианта разработки, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин, а также запланированным ГТМ в 3 варианте. При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, рекомендуемый вариант разработки 3, характеризуется наилучшими показателями. Классификация согласно приложению 1 Экологического кодекса РК - Раздел 2. «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным», пункт 2 «Недропользование» подпункт. 2.1. «разведка и добыча углеводородов».

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую Номер: KZ11VWF00096281 Дата: 04.05.2023 г. согласно которого, 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 управлеченческих и хозяйственных решений, разработка рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращение уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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:

- «Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь»;
- 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 Кодекс 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 "АП-НАФТА ОПЕРЕЙТИНГ",
060000, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
Проспект Азаттық, здание № 48,
БИН 151140012039,
Контактное лицо: Сисекенов О.Л.
87770676529,
siseol@nss.kz.

Разработчик: ТОО «СМАРТ Инжиниринг»
050000, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Л.Чайкиной 1/1, 2 этаж
БИН 060340007305
тел. +7 727 334 17 67/68
E-mail: info@smart-eng.kz
Государственная лицензия №01245Р от 1 августа 2008 года

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемер科尔.

В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км.

Вдоль железной дороги Макат-Кандагаш проходит система коммуникаций, кабель ВОЛС, ЛЭП 35 кВт и автодорога Актобе-Атырау. Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань - Актобе, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее, и грунтовые дороги.

В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м.

Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период.

Климат района резко континентальный, засушливый, с жарким сухим летом (максимальная температура +45 °C), малоснежной холодной зимой (до -35°C -40°C). Количество осадков не превышает 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний сезон. В этот период из-за раскасающихся солончаковых почв и снежных заносов полевые проселочные дороги становятся труднопроходимыми. Снеговой покров ложится в начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова достигает 20-30 см, но сильными ветрами основная часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, низины) и образует снежные заносы.

Для района работ характерны постоянно дующие ветры, направление которых часто соответствует временам года: зимой и весной - восточное, а летом и осенью - западное и южное.

Свообразие климата и литолого-стратиграфических условий района отражается в специфике почвенного покрова территории. Почвы развиты, в основном, светло-каштановые в комплексе с солонцами и солончаками. Мощность почвенного слоя не превышает 1 м.

Растительность бедная, исключительно травянистая. Покрытие почвы растительностью составляет 60-80%. На возвышенностях развиты полынно-ковыльные сообщества, на пониженных участках пестрые комплексы бело-полынных и черно-полынных сообществ.

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

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

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

Обзорная карта

Масштаб 1:1000 000



Рисунок 1. Обзорная карта района работ



Приложение № _____
 к Контракту № _____ от _____
 на право недропользования
 УГЛЕВОДОРОДЫ
 (вид полезного ископаемого)
 добывача
 (вид недропользования)
 от 29.03.2019 г. Рег. № 344-Я -ув

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

**ГОРНЫЙ ОТВОД
(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Ап-Нафта Оперейтинг» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Кемерколь на основании решения Комpetентного органа (Протокол №6/МЭ РК от 19 марта 2019 года).
 Горный отвод расположен в Атырауской области.

Границы горного отвода показаны на картограмме: участок №1 и 2 обозначены угловыми точками с № 1 по № 6 и участок №3 обозначены угловыми точками с № 1 по № 4.

Угловые точки	Координаты угловых точек						Угловые точки	Координаты угловых точек						
	северная широта			восточная долгота				северная широта			восточная долгота			
	гр	мин	сек.	гр.	мин	сек.		гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.	
Месторождение Кемерколь														
Участок 1							Участок 2							
1	47	56	49	54	08	21	1	47	55	55	54	10	27	
2	47	58	16	54	08	27	2	47	56	48	54	11	04	
3	47	58	47	54	08	52	3	47	56	53	54	11	30	
4	47	59	05	54	09	21	4	47	56	27	54	11	19	
5	47	58	30	54	10	03	5	47	56	10	54	11	01	
6	47	57	47	54	10	10	6	47	55	47	54	10	28	
Площадь – 5,695 км ²							Площадь – 0,894 км ²							
Участок 3														
1	47	58	06	54	15	47								
2	47	58	45	54	15	00								
3	47	58	59	54	15	20								
4	47	58	20	54	15	53								
Площадь – 0,684 км ²														

Площадь горного отвода – 7,273 (семь целых двести семьдесят три тысячных) км².

Глубина разработки – абсолютная отметка минус 1577,6 м.

И.о. Заместителя председателя



М. Тналиев

г. Нур-Султан
март 2019 г.

**Схема расположения горного
отвода на месторождении Кемерколь в Атырауской области**

Масштаб 1: 300 000

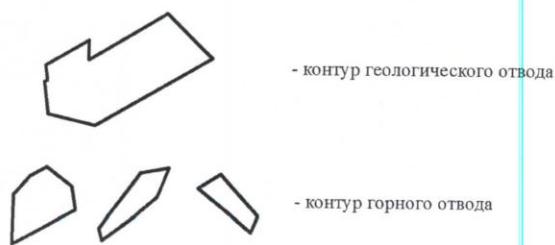
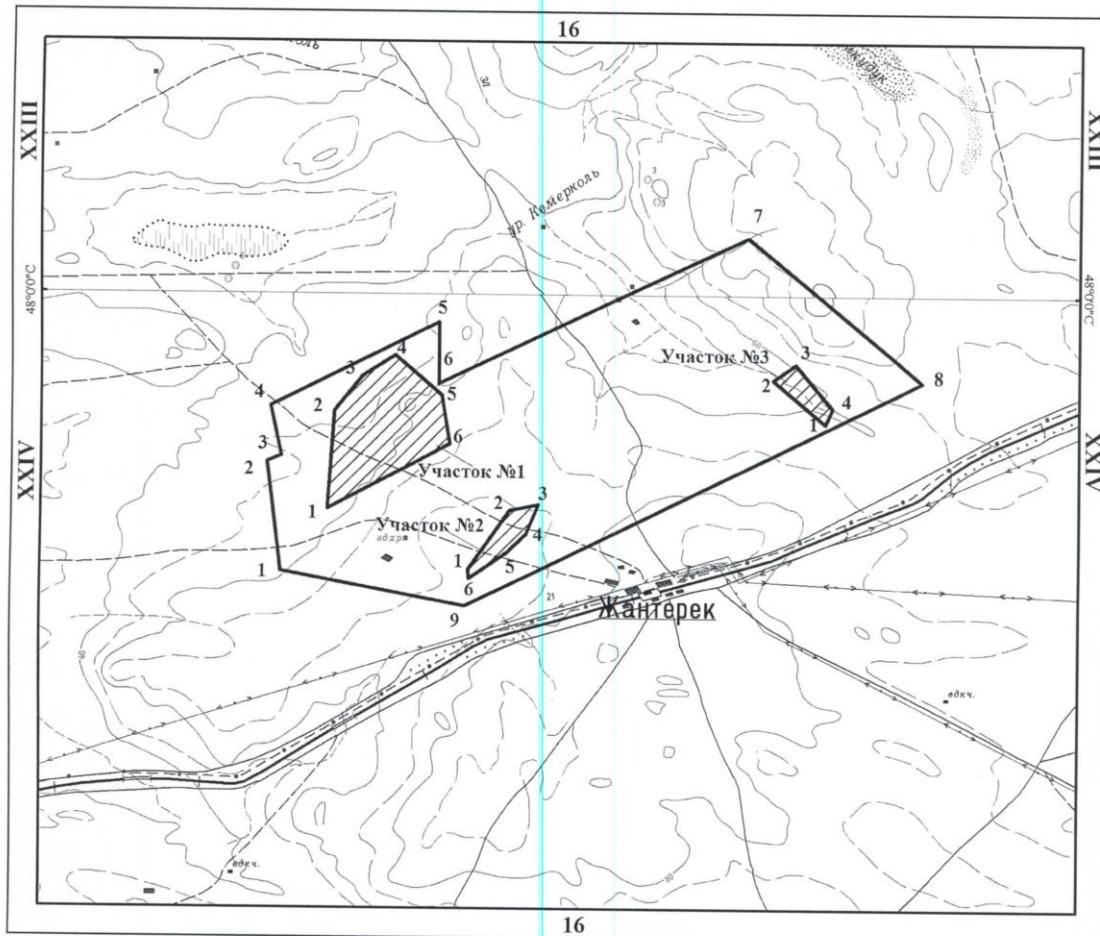


Рисунок 2. Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат

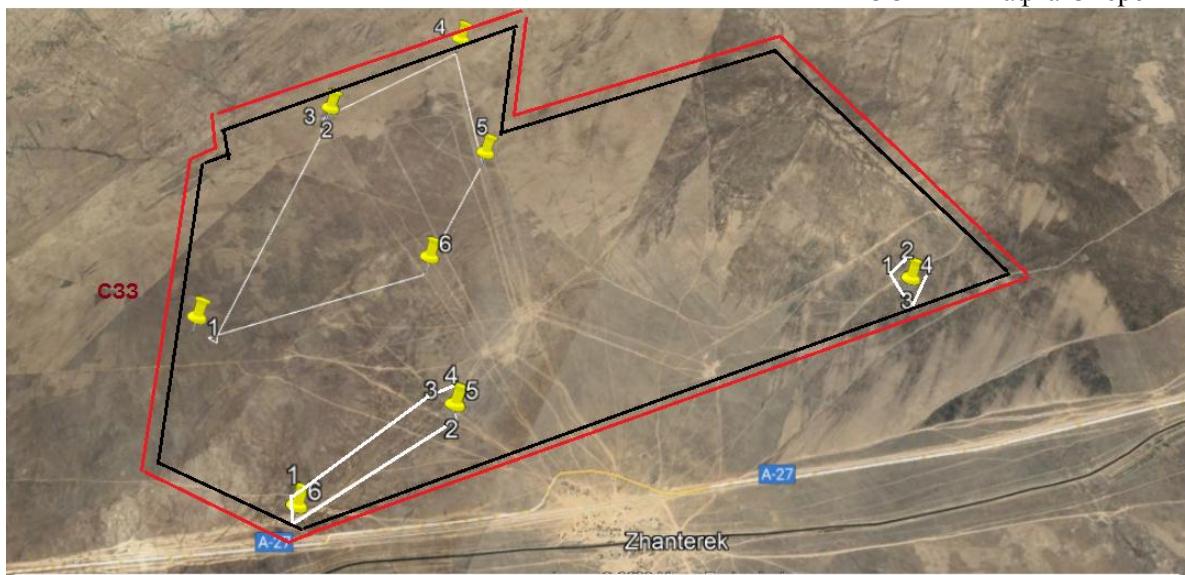


Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон

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

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°C. В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до -36, и даже -40°C, в аномально теплые - неожиданные оттепели от +5 до +15°C. Максимальные температуры воздуха в июле достигают значений +39-45°C. Средняя температура июля + 32,1°C. Продолжительность периода с температурой воздуха выше +10°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 27оС 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 – 25,5оС. С удалением от моря на восток, на расстояние 150 – 200 км, они повышаются на 1,5-2,0оС.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Осенью вновь усиливается меридиональный межширотный воздухообмен, однако, более слабый

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

по сравнению с весенним периодом.

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

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

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

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

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

Таблица 1.1

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

Средние и годовые показатели ветрового режима представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

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 Ш-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/сна 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	Тнар(ж)	34,5
Средняя температура наиболее холодногомесяца года, °C	Тнар(х)	-11
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%	U*	5,8
Роза направлений ветра (восьмирумбовая), %		
Румбы	среднегодовая	
C	11	
CB	11	
B	26	
ЮВ	12	
Ю	9	
ЮЗ	8	
З	13	
СЗ	10	
Штиль	13	

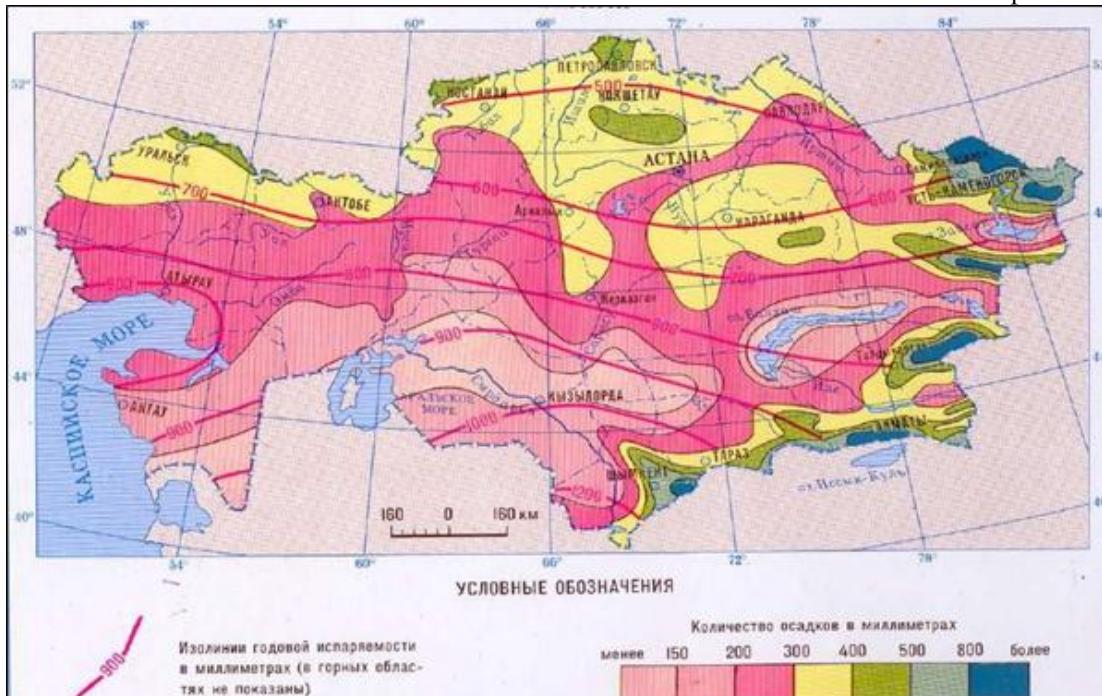


Рисунок 4 - Климатическая карта

1.2.2. Гидрографическая сеть

Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз (расстояние от участка около 20 км), которая разливается в весенний период.

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).

Реки и другие естественные водоёмы на площади отсутствуют. Водоносные горизонты малодебитные, часто сильно минерализованы, совершенно не пригодны для питья.

Питьевая вода на месторождение завозится автотранспортом согласно договору специализированной организацией.

1.2.3. Растительный и животный мир

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

Растительный покров светло-каштановых, супесчаных, песчаных почв представлен злаками, иногда с полынью австрийской, разнотравием (пырей ломкий, молочай сегиеровский, сирения сидячецветковая, тмин песчаный).

На солонцах светло-каштановых почв растительность представлена торгайотовобиргуново-чернополынными видами (ежовник солончаковый, климакоптера супротивнолистная, полынь малоцветковая, лебеда седая, клоповник пронзеннолистный).

Растительный покров на солончаках представлен изреженными солянками или он вовсе отсутствует. Солонцы светло-каштановые - под солянковой растительностью (биургун, кокпек) с участием прутняка.

Фауна представлена типичными представителями полупустынь.

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

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 бурением вскрыты отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов.

Характеристика разреза осадочных отложений месторождения приводится на основании комплекса ГИС, проведенного в пробуренных скважинах, описания и лабораторных исследований кернового материала.

При выделении стратиграфических комплексов в разрезах новых скважин за основу приняты стратиграфические разбивки ранее пробуренных поисково-разведочных скважин.

Палеозойская группа – РZ

Нижний отдел - Р₁

Кунгурский ярус - Р₁к. Отложения кунгурского яруса представлены мощной толщей каменной соли, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования, выделяемые как гипсово-ангибитовая толща, сложенной ангидритами, алевролитами.

Соль полупрозрачная, белая, прозрачная, разнокристаллическая (мелко-средне-крупнокристаллическая), плотная, средней крепости.

Ангибит белый, светло-серый, пелитоморфный, плотный, средней крепости.

Алевролит кварцевый, светло-серый со слабым светло-коричневым оттенком, тонкозернистый, массивный, плотный, средней крепости, на глинистом цементе порово-базального типа.

Толщина кунгурского яруса изменяется от 12,0 м (скв.70, 81) до 324,5 м (скв.85). В кровле кунгурского яруса прослеживается отражающий горизонт VI.

Мезозойская группа - MZ

Триасовая система – Т

В пределах площади триасовые отложения со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней перми и представлены осадками только среднего отдела.

Средний отдел – Т₂

Отложения среднего триаса сложены преимущественно песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески темно-коричневые, светло-зеленые, зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, местами алевритистые, слюдистые, кварцевые слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые, светло-серые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, крепкие, местами рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины пестроцветные, светло-, тёмно-зеленые, красновато-коричневые, темно-коричневые, бурые, плотные, слабоизвестковистые, слюдистые, аргиллитоподобные, алевритистые, местами песчанистые.

Микрофаунистически отложения среднего триаса характеризуются фораминиферами в скважинах 72, 73, 75. Встречены фораминиферы: Psammosphaera bulla Voronov, Rhabdammina cylindrica Glaessner, Bathysiphon nodosariaformis Subbotina, Astrorhizoides aff. cornutus (Brady), Bathysiphon sp., Saccammina arctica Gerke, Saccammina aff. ampulacea Schleifer, Saccammina cf. tymjatiensis Schleifer, Saccammina sp., Hyperammina perelegans Kotschetkova, Hyperammina proneptis Schleifer, Hyperammina cf. neglecta Gerke et Sossipatova, Hyperammina sp., Reophax sp., Hyperamminoides aff. elegans Cushman et Waters, Rhizammina indivisa Brady, Haplophragmoides sp., Trochammina sp., Ammobaculites sp., Ammodiscus aff. varians Kaptarenko, Psammosphaera fusca Schulze, Saccammina parwula Gerke, Thurammina aff. Papillata Brady, Thurammina sp., Reophax sp., Rhabdammina sp.

Толщина среднетриасовых отложений - от 158 м (скв.75) до 929 м (скв.10).

К среднетриасовым отложениям приурочены продуктивные горизонты Т₂-I (пласти А, В), Т₂-II, Т₂-III, Т₂-IV, Т₂-V. Пласт Б горизонта Т₂-I водоносный.

Юрская система - J

Юрская система представлена всеми тремя отделами: нижний, средний, верхний.

Нижний отдел – J₁

Отложения нижней юры сложены песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески светло-зеленые, зеленые, серые, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, крепкие, глинистые, рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины светло-, тёмно-зеленые, пестроцветные, бурые, коричневые, плотные, аргиллитоподобные, неизвестковистые, слабослюдистые, алевритистые с прослойми песка.

Толщина отложений нижней юры – 44 м (скв.75) – 88 м (скв.2). К подошве нижнеюрских отложений приурочен отражающий горизонт V.

Средний отдел – J₂

В нижней части разреза отложений средней юры залегают глины буровато-серые, темно-серые, серые, зеленовато-серые, плотные, алевритистые, песчанистые, слабопесчанистые, слюдистые, неизвестковистые, с включением мелких обугленных растительных остатков. Выше по разрезу глины чередуются с прослойми серых крепких, среднезернистых песчаников и среднезернистых кварцевых песков той же окраски. Ближе к верхам толщи появляются прослои (10-15 см) темно-бурых углей. Заканчивается разрез пачкой мелкозернистых песков и алевролитов.

Микрофаунистически отложения средней юры характеризуются фораминиферами в скв.66. Встречено небольшое количество песчаных фораминифер: *Psammosphaera fusca* Schulze, *Hyperammina odiosa* Gerke et Sossipatova, *Hyperammina aff. neglecta* Gerke et Sossipatova, *Hyperamminoides* sp., *Reophax* sp., *Haplophragmoides* sp., *Saccammina ampullacea* Schleifer, *Saccammina sphaerica* M. Sars, *Saccammina* sp., *Hyperammina* sp.

Также определен спорово-пыльцевой комплекс. В споровой части спектра определены следующие споры: *Leiotriletes*, *Cyathidites*, *Osmundacidites* с видами *O. jurassicus* (Kara-Murza) *Kuzitschkina*, *Osmundacidites kugartensis* Kuzitschkina, *O. wellamanii* Couper, *O. bulbosa* (Mal.) Bolch., *Converrucosisporites* sp., *Duplexisporites anagramensis* (Kara-Murza) Semenova, *Neoraistrickia* sp.

В пыльцевой части спектра многочисленна пыльца рода: безмешковой пыльце типа *Jnaperturopollenites* – *Araucariacites*, *Jnaperturopollenites dubius* (Potonié et Venitt) Thomson et Pflug., *Perinopollenites elatooides* Couper, *Jnaperturopollenites magnus* (Potonié) Thomson et Pflug, *Psophosphaera* sp., *Araucariacites* sp., *A. australis* Cookson, *A. limbatus* (Balme) Habib, двухмешковых хвойных *Disaccites* gen. sp. и *Pinaceae* (*Pinuspollenites* sp., *Piceaepollenites* sp., *Pvariabiliformis* (Bolchovitina) Petrosjanz, *Podocarpidites* sp., *Podocarpidites proximus* (Bolch.) Petrosjanz).

Толщина среднеюрских отложений варьирует от 199,8 м (скв.18) до 452 м (скв.34).

Верхний отдел - J₃

Отложения верхней юры представлены в нижней части зеленовато-серыми, серыми, плотными, песчанистыми, известковистыми глинами с прослойми желтых кварцевых песков, песчаников и мергелей с включением обломков раковин. В верхней части разреза отмечаются прослои серовато-белых песков и светло-серых, крепких известняков.

Микрофаунистически отложения верхнеюрские отложения характеризуются фораминиферами в скважине 62. Встречены единичные песчаные фораминиферы: *Astrorhizoides aff. cornutus* (Brady), *Psammosphaera fusca* Schulze, *Saccammina ampulacea* Schleifer, *Thurammina* sp., *Reophax* sp., *Nubecularia* sp., *Saccammina* sp., *Rhizammina* sp., *Marsipella* sp., *Haplophragmoides* sp.

К верхнеюрским отложениям приурочен продуктивный горизонт J₃-I.

Толщина отложений верхней юры - от 25 м (скв.45) до 44 м (скв.2, 10).

Меловая система – К

В строении района и месторождения участвуют нижний и верхний отделы меловой системы.

Нижний отдел – К₁

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

Готеривский ярус – K_{1g}. В состав яруса включены пелециподовая и песчано-глинистая свиты.

В основании пелециподовой свиты залегает слой (0,2 м) лиловато-серых мергелей, перекрытых серыми с зеленоватым оттенком плотными плитчато-слоистыми глинами. Выше глины сменяются пачкой тонкозернистых, зеленовато-серых, мелко- и среднезернистых песков с прослойми песчаников и включениями глинистой гальки.

Песчано-глинистая свита представлена светло-серыми глинами с многочисленными прослойми буровато-серых мелкозернистых, косослоистых песков.

Толщина отложений яруса изменяется от 55,6 м (скв.18) до 76 м (скв. 95). К подошве готеривского яруса приурочен отражающий горизонт III.

Барремский ярус – K_{1br}. К ярусу относится толща пестроцветных пород. В нижней части разреза они представлены косослоистыми, средне- и мелкозернистыми кварцевыми, желтовато-серыми, слабоуплотненными, слюдистыми песками. Выше по разрезу темно-серые, мелко- среднезернистые, слабоуплотненные, кварцево-полевошпатовые, слюдистые пески сменяются пестроцветными, плотными, неизвестковистыми глинами, голубовато-зелеными, глинистыми, слабослюдистыми алевролитами и темно-серыми, мелко-, среднезернистыми, крепкими

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

песчаниками.

Толщина яруса - 96 м (скв.51) - 178,5 м (скв.59).

Аптский ярус – K_a. В основании аптского яруса прослеживается горизонт галечника с крупной галькой и полуокатанными обломками метаморфических и изверженных пород. Выше залегают буровато-серые, буровато-зеленые и коричневые, тонкозернистые, глинистые пески с прослойями темно-серых, черных, плотных, неизвестковистых глин с включением мелких обуглившихся растительных остатков. На толще песков залегают темно-серые и черные глины с присыпками алевритов, известняка и известковистого, серого, мелкозернистого песчаника.

Толщина яруса - 53 м (скв.20) – 104 м (скв.10,11).

Альбский ярус – K_{al}. Отложения альбского яруса представлены глинами, песками, алевролитами, песчаниками.

Глины темно-серые, плотные, слабопесчанистые, слюдистые, неизвестковистые, с включениями мелких обуглившихся растительных остатков. В основании глин повсеместно наблюдаются прослои зеленовато-серого, глауконитового песка со стяжениями фосфоритов и с аммонитами плохой сохранности.

Пески мелко-, среднезернистые, кварцево-палевошпатовые, рыхлые, слюдистые. В основании песков прослеживается буровато-серый конгломерат, состоящий из кварцевой и глинистой гальки, местами переходящей в грубозернистый песчаник или гравелит, цементом выступают гидроокислы железа.

Алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком, палевошпатовые, на карбонатном цементе, крепкие, слюдистые.

Песчаники зеленовато-серые, серые, мелко-, среднезернистые, крепкие на карбонатном цементе с включениями и отпечатками обуглившихся растительных остатков.

Толщина яруса варьирует от 103 м (скв.32) до 283,5 м (скв.20).

Верхний отдел – K₂

Литологически отложения верхнего мела представлены глинистыми мергелями, зеленовато-серыми, с прослойями зеленых глин, с включениями серовато-белого, плотного мела. Глины с прослойями песков, алевролитов и песчаников.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется от 33,5 м (скв.20) до 116м (скв.2).

Кайнозойская группа - KZ

Неоген-четвертичная система – N-Q

Литологически она представлена глинами серыми, серовато-зелеными местами известковистыми, загипсованными, песчанистыми, суглинками и супесями грязно-серыми, темно-бурыми, плотными с включениями щебенки и гравия. Толщина отложений - от 10 м до 20 м.

1.2.4.2. Тектоника

Месторождение Кемерколь находится в пределах юго-восточной периферии Астраханско-Актюбинской системы поднятий, где отметки поверхности фундамента увеличиваются с северо-востока от глубин -9,0 км до -10,0 км.

Месторождение Кемер科尔 приурочено к восточному борту Нармунданакского поднятия.

В 2006 году по заказу ТОО «VictoriaEnergyCentralAsia» на месторождении Кемер科尔 АО «Азимут Энерджи Сервисез» были проведены сейсморазведочные работы 3Д МОГТ в объеме 116,6 кв.км с использованием вибросейсмических источников. Комплексная обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д проводилась в PGS GIS в г.Алматы. Были построены структурные карты по отражающим горизонтам VI, T2, V, III и выделены нефтегазоперспективные объекты в надсолевых отложениях.

В 2016 году ТОО «ReservoirEvaluationServices» выполнены переобработка и переинтерпретация данных МОГТ 3Д в комплексе с данными бурения скважин. По результатам выполненных работ построены структурные карты по отражающим горизонтам: III (подошва мела), J2, J2-2 (толще средней юры), V (подошва нижней юры), T3-1, T3, T2-1, T2-2, T2-3, T2-4, T2-5, T2-6, T1 (в толще среднего триаса), VI (кровля соли).

В 2021 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» была осуществлена переобработка и интерпретация вышеназванных сейсмических работ 3Д в объеме 100 кв.км и составлен «Отчет о результатах переобработки и интерпретации 3Д МОГТ на площади Кемер科尔 (северная часть) контрактной территории ТОО «АП-Нафта Оперейтинг». Структурные построения были выполнены по горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; T2-1 - горизонт в толще среднего триаса; T2 - горизонт в толще среднего триаса; VI - кровля соленосных отложений кунгура.

В пределах контрактной территории поверхность соли в сводовой части соляного ядра Кемерколль вскрыта бурением на абсолютных отметках от -913 м до -1538 м. Ряд скважин, пробуренных на некотором удалении от свода купола, остановлены бурением в триасовых отложениях на глубинах от 1300 м до 2000 м.

Отражающий горизонт VI, (рис.5) характеризующий поверхность кунгурской соли, и представляет собой обширное поднятие, осложненное двумя сводами - с различными углами падения крыльев. Размеры сводов по изогипсе -800 м и -900 м составляют 3,75 x 2,75 км и 3,25 x 1,87 км, высота сводов до 250 м. Северо-восточная опущенная часть структуры очень пологая, почти плоская. В периферийной восточной части отмечается мульдовая зона глубиной до -4800 м.

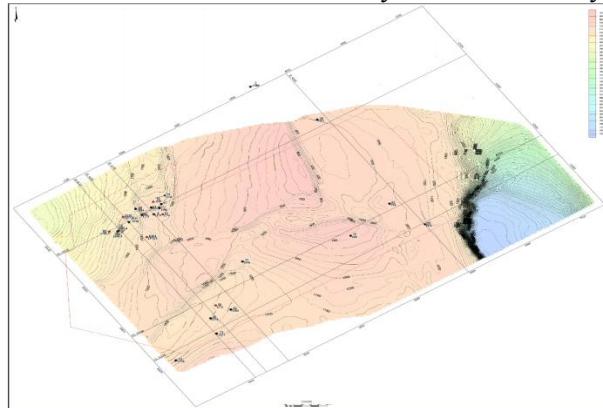


Рисунок 5. Структурная карта по VI отражающему горизонту (кровля соли)

В толще среднетриасовых отложений выделены 9 сейсмических отражающих горизонтов (T3-1, T3, T2-1, T2-2, T2-3, T2-4, T2-5, T2-6, T1), которые прослеживаются по контрактной территории спорадически.

По данным бурения и комплекса ГИС нефтенасыщенные коллектора установлены в отложениях среднего триаса в пределах северо-западного и юго-западного крыльев и в отложениях верхней юры на юго-восточном крыле структуры Кемерколль.

К отложениям среднего триаса приурочены продуктивные горизонты T2-I (пласти A, B), T2-II, T2-III, T2-IV, T2-V, к отложениям верхней юры приурочен продуктивный горизонт J3-I.

Структурные карты по отражающим горизонтам T3, T2-5, T-1 характеризуют геологическое строение кровли продуктивных горизонтов T2-I (пласт A), T2-III, T2-V.

Структурные карты по отражающим горизонтам T2-1, T2-3 и T2-6 характеризуют геологическое строение подошвы соответственно T2-I (пласт B юго-западное крыло), T2-I (пласт B северо-западное крыло) и T2-III продуктивных горизонтов.

Отражающий горизонт T3-1 развит в пределах восточной части площади (рис. 6). По поверхности горизонта выделяется структура примыкания, ограниченная с востока уступом соли. Центральная часть структуры осложнена тектоническими нарушениями. Свод структуры в районе скважине 18 по изогипсе -700 м имеет размеры 2,0 x 1,75 км, высоту 75 м

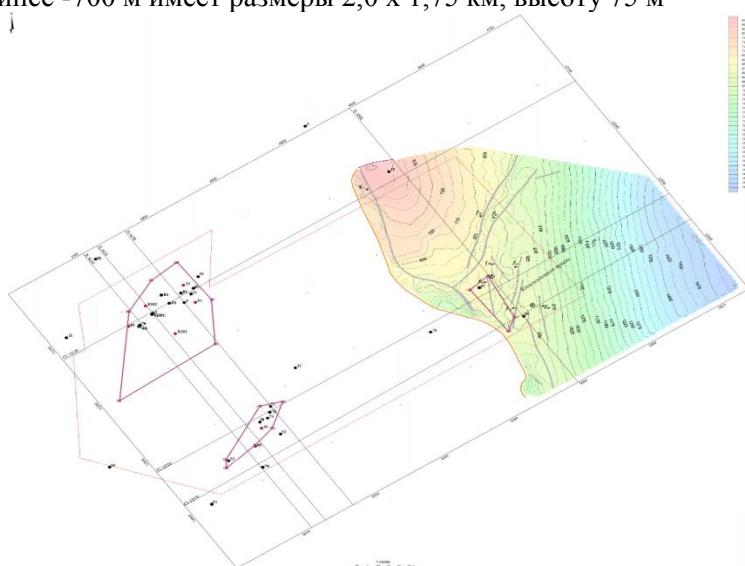


Рисунок 6. Структурная карта по T3-1 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающий горизонт Т3 развит почти на всей площади, за исключением части юго-западного крыла, также приурочен к среднетриасовым отложениям (рис. 7). На всех крыльях по поверхности горизонта выделяются структуры примыкания, отчасти ограниченные стратиграфическим и литологическим несогласиями. К данному отражающему горизонту приурочена залежь нефти Т2-І (пласт А) в скважинах 4, 77, 81, 82, 92, 93 северо-западного крыла структуры Кемер科尔ь, в остальных скважинах (9, 9БИС, 10, 11, 83, 84, R102) пласт А горизонта Т2-І выклинивается под отложения нижней юры. Размеры структуры $2,75 \times 0,75$ м, высота 75 м.

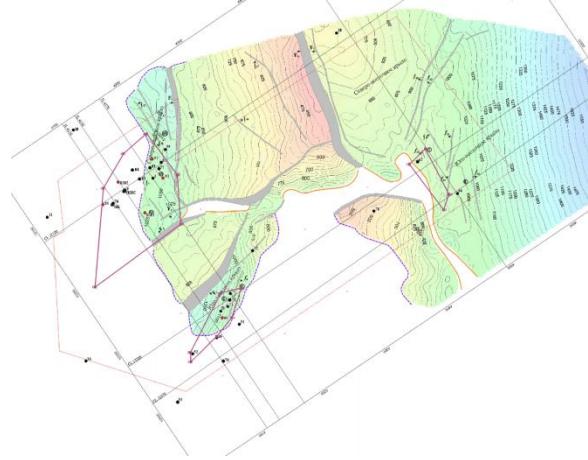


Рисунок 7. Структурная карта по Т3 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающие горизонты Т2-1, Т2-2 занимают юго-западную часть контрактного участка юго-западного крыла структуры (рис. 8 и 9). К отражающему горизонту Т2-1 приурочена залежь нефти Т2-І (пласт В) в скважинах 20, 73, 75, 95. В районе скважин 20, 73, 95 по ОГ-Т2-1 размеры структуры по изогипсе -1150 м составляют $1,6 \times 0,2$ км, высота 25 м, по ОГ-Т2-2 размеры структуры по замкнутой изогипсе -1275 м - $1,7 \times 0,3$ км, высота 75 м.

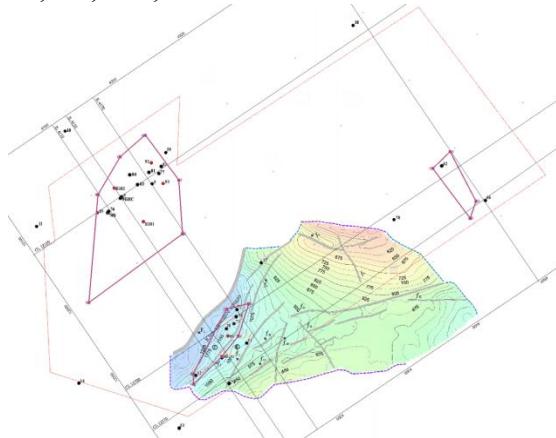


Рисунок 8. Структурная карта по Т2-1 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

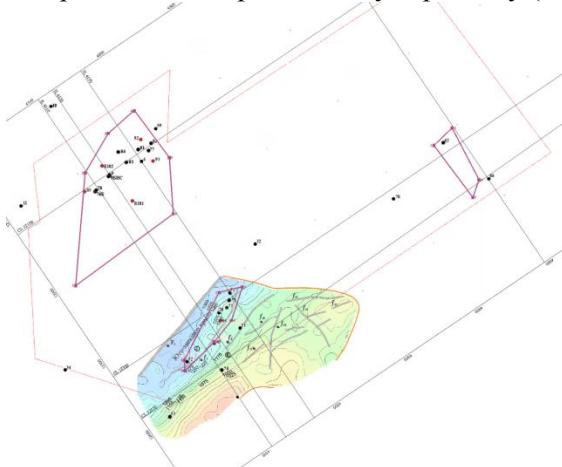


Рисунок 9. Структурная карта по Т2-2 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающие горизонты T2-3, T2-4, T2-5, T1 почти повторяют строение горизонта T2-6, смещаясь лишь гипсометрически и незначительно сдвигаясь по оси. К отражающему горизонту T2-3 приурочены залежи нефти продуктивных горизонтов T₂-I (пласт В) и T₂-II в скважинах 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101 северо-западного крыла. По ОГТ2-3, который характеризует строение залежей нефти в районе скважин: 77, 81, 82, 92, 93 (блок VI); 83, 84 (блок III), R101 (блок IV), размеры структуры составляют - по блоку VII по изогипсе -1135 м – 1,4x0,6 км, высота 20 м, по блоку IV по изогипсе -1155 м – 1,5 x0,9 км, высота 60 м и блоку II по изогипсе -1155 м – 1,4 x0,3 км, высота 20 м. По ОГ-T2-4 в р-не скважин 9, 9БИС размеры структуры по изогипсе -1200м составляют 1,5 x 0,5 км, высота 125 м. К ОГ T2-5 приурочена залежь нефти горизонта T₂-III в скважинах 9, 9БИС, 84 (блок III) размеры структуры по изогипсе -1300 м - 2,5 x 0,8 км высота 125 м и в скважине R102 (блок II) размеры структуры по изогипсе -1350м - 2,8 x 0,3 км высота до 125 м, по ОГ-T1 размеры структуры по изогипсе -1900 м – 3,8 x 1,1 км, высота до 225м.

Отражающий горизонт T2-6 прослежен в северо-западной части контрактного участка северо-западного крыла структуры, которая разбита разломами на блоки, в центральной части примыкает - к уступу соли (рис. 10).

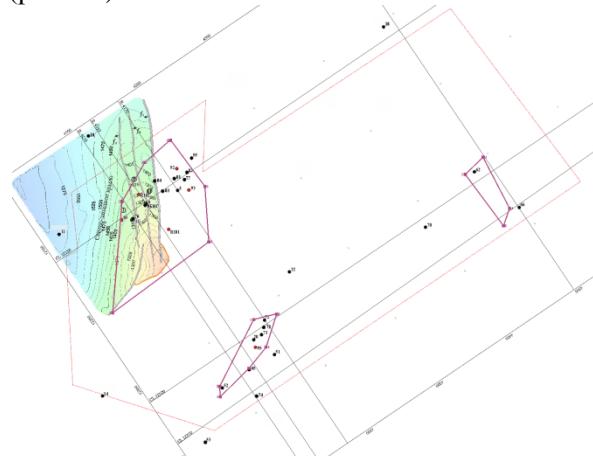


Рисунок 10. Структурная карта по T2-6 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

К данному отражающему горизонту приурочены залежи нефти T2-IV, T2-V в скважинах 76, 76Б северо-западного крыла. В районе скважин 76, 76Б (блок I) по замыкающей изогипсе -1475 м размеры структуры - 4,9 x 1,0 км высота до 150 м. Размеры структуры в районе скв.9, 9БИС, 84 (блок III) по изогипсе -1400 м составляют 1,1 x 0,5 км, высота до 75 м.

Структура Кемерколь по юрско-меловому комплексу системой тектонических нарушений разбита на северо-западное, юго-западное, северо-восточное и юго-восточное крылья. В качестве самостоятельного элемента следует выделить дугообразный грабен, простирающийся с юго-востока в виде дуги до центра купола и далее на запад.

По отражающему горизонту V (подошва нижнеюрских отложений) структура осложнена дизъюнктивной тектоникой, что обусловило четырехлучевое строение купола.(рис. 11)

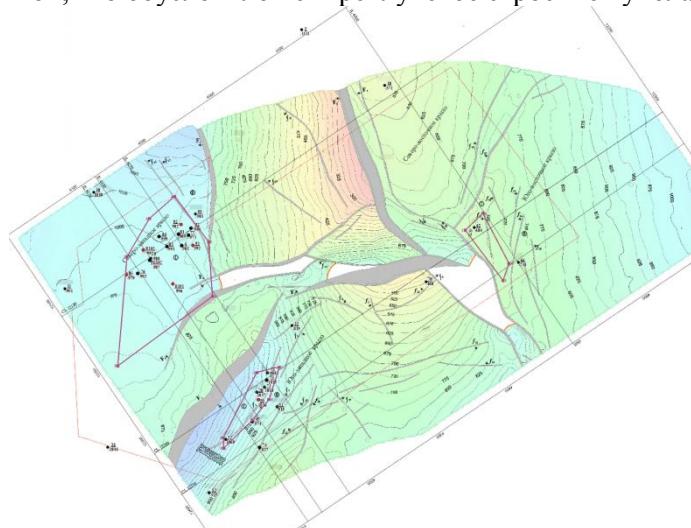


Рисунок 11. Структурная карта по V отражающему горизонту (подошва юры)

Разнонаправленными тектоническими нарушениями выделяются четыре крыла (северо-западное, юго-западное, северо-восточное, юго-восточное), каждое из которых, в свою очередь, осложнено множеством мелких разломов.

Северо-западное крыло, ограниченное с востока крупным разломом, приуроченным к борту соляного поднятия, наиболее поднятое, где пробурены скважины 4, 9, 9БИС, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101, R102.

Юго-западное крыло образует полусвод на глубине -700 м. Крыло отделяется от северо-западного крыла узкой полосой грабена, внутри которого также образованы полуантиклинальные более мелкие структуры, примыкающие к разломам. На западной части крыла пробурены скважины 20, 45, 51, 52, 53, 72, 73, 74, 75, 95.

Северо-восточный и юго-восточный опущенные крылья характеризуются более пологими углами склонов. Гипсометрические отметки V отражающего горизонта варьируют по всей площади от -250 м до -1100 м.

В толще среднеюрских отложений прослежены сейсмические отражающие горизонты J2, J2-2, структура которых повторяет в плане строение нижележащего отражающего горизонта - осложнена разнонаправленными тектоническими нарушениями (рис.12 и 13).

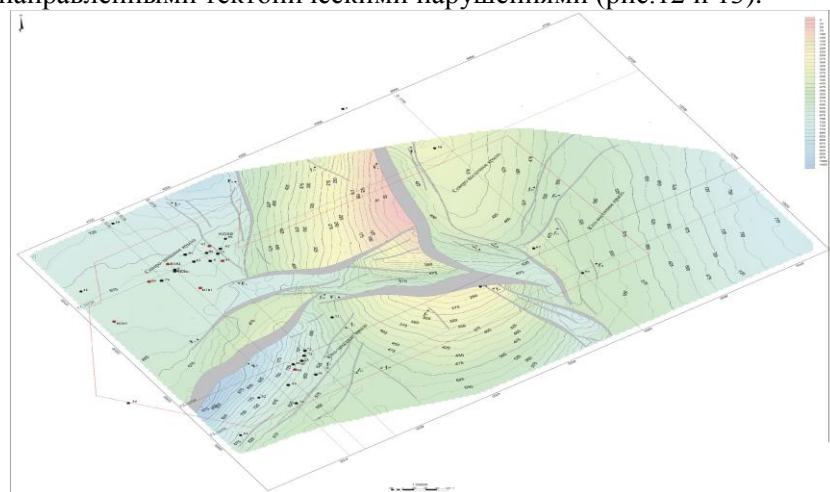


Рисунок 12 - Структурная карта по отражающему горизонту J2

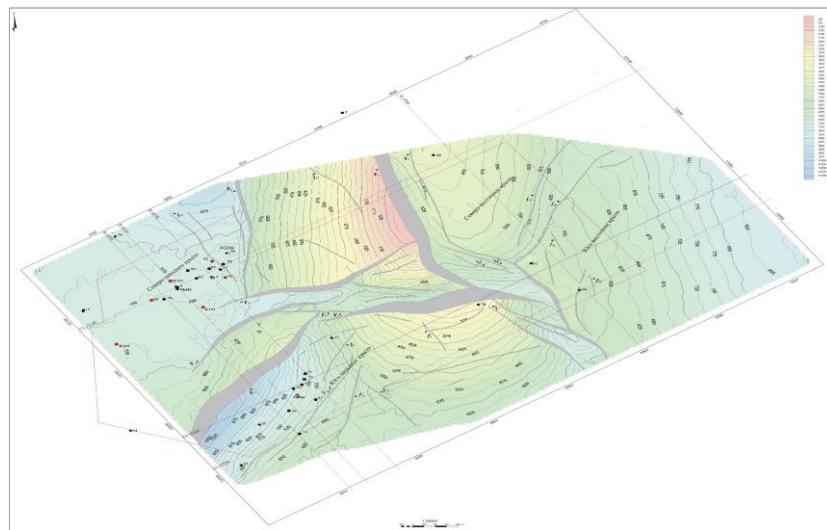


Рис.13 - Структурная карта по отражающему горизонту J2-2

По отражающему горизонту III (подошва меловых отложений) структура повторяет в плане строение нижележащих горизонтов: также имеет четыре крыла и грабен, каждое из которых характеризуется наличием ловушек примыкания. Гипсометрические отметки поверхности юрских отложений находятся в интервале -25 - 800 м. ОГ-III характеризует геологическое строение кровли горизонта J₃-I на юго-восточном крыле, которое сбросами разделено на 2 блока (I, II), в пределах блоков пробурены скважины 62, 66. Залежь нефти на блоке I (район скв.62) экранирована тектоническими нарушениями F₇, f₂₉.

1.2.4.3. Нефтегазоносность

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна.

В 1989-1994 годах на структуре Кемер科尔 было пробурено 14 скважин (2, 4, 9, 10, 11, 18, 20, 32, 34, 45, 51, 52, 53, 59).

Первооткрывательницей месторождения является скважина 4, где при опробовании среднетриасового отложения в 1991г, получен приток нефти дебитом $94,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$

В 2006-2022 годах в пределах месторождения пробурены 21 скважины (9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 85, 95, 93, 95, R101, R102), из которых продуктивными оказались по данным ГИС и опробования 16 скважин (9БИС, 62, 73, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 95, 93, 95, R101, R102).

Залежи нефти установлены на северо-западном и юго-западном крыльях структуры в среднетриасовых отложениях, на юго-восточном крыле - в отложениях верхней юры.

В результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин в отложениях верхней юры и среднего триаса прослеживаются продуктивные горизонты: J₃-I, T₂-I (пласты А, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V, с которыми связаны нефтяные залежи. Пласт Б горизонта T₂-I водоносный

Коллекторы продуктивных горизонтов литологически представлены песками, песчаниками.

Всего на месторождении Кемер科尔, с учетом новых горизонтов, установлено 6 продуктивных горизонтов J₃-I, T₂-I (пласты А, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V.

Залежи продуктивных горизонтов по данным бурения и сейсмики 3Д тектоническими нарушениями на северо-западном крыле разбиты на 8 блоков (I, II, III, IV, V, VI, VI', VII), на юго-западном крыле на 3 блока (I, I', II), на юго-восточном крыле на 2 блока (I, II).

За период времени, прошедший после ПЗ-2022г, на месторождении пробурены 2 скважины (R103, R104).

Скважина R-103 ликвидирована по геологическим причинам.

В скважине R104, пробуренной в блоке IV, при опробовании в интервале 1382-1384 м получен приток нефти с водой. Скважина находится в консервации.

При построении структурных карт по кровле коллектора использовались карты по отражающим горизонтам: III (залежь горизонта J₃-I юго-восточного крыла); T₂-1 (залежь горизонта T₂-I-B юго-западные крыла); на северо-западном крыле T-3 (залежь горизонта T₂-I-A), T₂-3 (залежь горизонтов T₂-I-B, T₂-II), T₂-5 (залежь горизонта T₂-III), T₂-6 (залежь горизонта T₂-IV), T-1 (залежь горизонта T₂-V).

Строение продуктивных горизонтов в плане приведены на структурных картах, построенных по кровле коллекторов (граф.пр.5-10).

Юго-восточное крыло

Горизонт J₃-I залегает в кровле отложений верхней юры. Горизонт нефтеносен в пределах блока I.

Блок I. По материалам ГИС в разрезе скважины 62 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, где при опробовании получены притоки нефти с водой ($Q_{\text{н}}=0,4032 \text{ м}^3/\text{сут.}$, $Q_{\text{в}}=1,613 \text{ м}^3/\text{сут.}$).

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 311,7 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 315,1 м, высота залежи равна 3,4 м. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 315,1 м по разделу нефть-вода.

Площадь залежи составляет 373 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Северо-западное крыло

Горизонт T₂-I. Пласт А залегает в верхней части отложений среднего триаса.

По данным ГИС в скважине R101, пробуренной на блоке IV, коллекторы водонасыщенные (ранее блок IV бурением не был освещен, оценка запасов проведена по аналогии с блоком VI).

В данном отчете ранее единый блок VI разбит на 2 блока (VI, VI') тектоническим нарушением f', по данным ГИС в новой скважине 92 коллекторы водонасыщенные, кровля водонасыщенного коллектора находится на отметке минус 1004,1м, что гипсометрически выше на 14,8 м и 16,5 м, чем принятые контуры нефтеносности (ВНК на отметках минус 1018,9 м и минус 1020,6 м).

Горизонт нефтеносен в пределах блока VI.

Блок VI. На блоке пробурены скважины 4, 77, 81, 82, 93. По данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 4, 77, 81, нефтеводонасыщенные – в разрезе скважины 82, в скважине 93 коллекторы литологово-фациально замещены.

В скважине 4 в период разведки при опробовании получен был приток нефти дебитом до $94,8 \text{ м}^3/\text{сут.}$

В скважине 77 в интервале 1060,4-1061,0м (-995,9-996,5 м) коллектор по материалам ГИС имеет неоднозначную характеристику, на уровне вмещающих пород. Из интервала 1060,32-1061,25 м был отобран керн, который представлен глинами с прослойками нефтенасыщенного песчаника. В связи с этим, выделенный коллектор в интервале 1060,4-1061,0м (0,6 м) отнесен к нефти, без оценки нефтенасыщенности.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора минус 989,8 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1020,6 м (скв.4), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1018,9 м (скв.82), высота залежи до 30,8 м, размеры залежи 1,5x0,7 км. Площадь залежи – 817 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

Горизонт Т₂-I. Пласт В. Горизонт нефтеносен в пределах блоков III, IV, VI.

Блок III. По материалам ГИС нефтеводонасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 83, 84.

При опробовании скважин 83, 84 получены притоки нефти дебитами 12 м³/сут, 15,12 м³/сут соответственно. Скважины 83, 84 в пробной эксплуатации находились с 01.03.2017г. В промышленную разработку вступили в 2018 году, текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 2,9 м³/сут и 2,4 м³/сут при обводненности 83,5% и 92,4%

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1058,5 м (скв.83), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1073,1 м (скв.84), высота залежи - 14,6 м, размеры залежи 1,2x0,5 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1073,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 84.

Площадь залежи - 503 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок IV. На блоке пробурена скважина R101, где по данным ГИС выделен 1 нефтенасыщенный коллектор. Горизонт не опробован.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1066,3 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1067,4 м, высота залежи равна 1,1 м, размеры залежи 1,0x0,3 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1067,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 250 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок VI. По материалам ГИС нефтеводонасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93.

При опробовании скважин 81, 82, 93 получены притоки нефти дебитами 24 м³/сут, 20,6 м³/сут, 13,6 м³/сут соответственно. Скважины 81, 82 в пробной эксплуатации находились в 2017г, в промышленную разработку вступили в 2018 году.

В 2019 году в пределах блока были пробурены скважины 92 и 93. При опробовании скважины 93 в инт. 1126,7-1131,4 м (-1055,9-1060,6 м) получены притоки нефти с водой.

В процессе разработки залежи в скважине 92 нижние пласти-коллекторы обводнились, кровля водонасыщенного коллектора фиксируется на отметке минус 1059,6 м. В скважина 93 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1059,3 м, кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1072,1 м.

В промышленную разработку скважина 93 вступила в августе 2019 года.

В действующем фонде находятся скважины 81, 82, 93, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 4,4 м³/сут, 6,5 м³/сут, 6,9 м³/сут при обводненности 79,9%, 0,7%, 1,4%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1043,3 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1065,7 м (скв.81), высота залежи равна 22,4 м, размеры залежи 1,1x0,6 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1065,7 м по разделу нефть-вода в скважине 81.

Площадь залежи составляет 424 тыс.м². Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Т₂-II нефтеносен в пределах блоков IV, VI.

Блок IV. В пределах блока пробурена скважина R101, где коллекторы по данным ГИС нефтеводонасыщенные.

При опробовании скважины R101 получен приток нефти с водой (Q_н=12,1 м³/сут, Q_в=1,1 м³/сут).

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1150,9 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1153,2 м, высота залежи равна 2,3 м,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

размеры залежи 1,2x0,3 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1153,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 293 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок VI. По данным ГИС в скважинах 77, 81, 92, 93 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, в скважине 82 коллекторы водонасыщенные.

При опробовании скважин 77 и 92 получены притоки нефти дебитами 30 м³/сут и 1,0 м³/сут соответственно. Скважина 77 в пробной эксплуатации находились в 2016-2017гг, в промышленную разработку скважина вступила в 2018 году.

В процессе разработки в скважине 93 нижний пласт-коллектор обводнился, кровля водонасыщенных коллекторов фиксируется на отметке минус 1139,4 м. При опробовании скважины 92 в инт. 11947-1201 м (-1135,2-1142,2 м) получены притоки нефти с водой.

В промышленную разработку скважина 92 вступила в августе 2019 г.

В действующем фонде находятся скважины 77 и 92, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 13,8 м³/сут и 1,2 м³/сут при обводненности 66,1% и 27,6%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1132,6 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1148,2 м (скв.81), высота залежи равна 15,6 м, размеры залежи 0,8x0,4 км. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметке минус 1148,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора (скв.81) и минус 1146,2 м по кровле водонасыщенного коллектора (скв.92).

Площадь залежи составляет 281 тыс.м². Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Т₂-III нефтеносен на блоках II, III.

Блок II. На блоке пробурена скважина R102, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные. Горизонт не опробован.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1353,7 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1362,3 м, высота залежи 8,6 м, размеры залежи 2,7x0,3 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1362,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 739 тыс. м². Залежь нефти пластовая, сводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

Блок III. По данным ГИС в скважинах 9, 9БИС, 84 коллекторы нефтеводонасыщенные.

Нефтеносность установлена при опробовании скважин 9, 9БИС, где получены притоки нефти дебитами 4,89 м³/сут, 2,6 м³/сут соответственно. Скважина 9БИС в промышленной разработке находится с 2018 года, обводненность составляет 100%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1281,7 м (скв.9БИС), в скв. 9 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1327,5м, в скв.84 кровля водонасыщенного коллектора - на отметке минус 1323,6 м, высота залежи до 45,8 м, размеры залежи 2,1x0,5 км. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметках минус 1327,5 м (скв.9) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1323,6 м (скв.84).

Площадь залежи составляет 784 тыс. м². Залежь нефти пластовая, сводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

В дополнительно пробуренной скважине R-104 в IV блоке по ГИС и по данным бурения выделены нефтенасыщенные толщины. Ранее в подсчете запасов (2022 г) этот блок был выделен как водоносный.

Горизонт Т₂-IV нефтеносен на блоке I. По данным ГИС в скважинах 10, 11, 85 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 76, 76Б коллекторы нефтеводонасыщенные. Горизонт не опробован.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1464,3 м (скв.76Б), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1468,6 м (скв.76), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1467,5 м (скв.76Б), высота залежи до 4,3 м, размеры залежи 2,2x0,5 км. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметках минус 1468,6м (скв.76) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1467,5 м (скв.76Б).

Площадь залежи составляет 836 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Т₂-V нефтеносен в блоке I. По данным ГИС в скважинах 10, 11, 85 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 76, 76Б коллекторы нефтенасыщенные.

При опробовании в скважине 76 получен приток нефти дебитом 3 м³/сут на 3 мм штуцере, в скважине 76Б - приток нефти дебитом 4,6 м³/сут на 7 мм штуцере.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1565,4 м (скв.76Б), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1577,6 м (скв.76Б), высота залежи равна 12,2 м, размеры залежи 0,5x0,2 км. ВНК принят на отметке минус 1577,6 м по кровле водонасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 139 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. В данном отчете ранее единый блок I разбит на 2 блока (I, I') тектоническим нарушением f', по результатам бурения новой скважины 95, где подошва нефтенасыщенного коллектора по данным ГИС находится гипсометрически ниже на 13,5 м и 8,7 м, чем принятые контуры нефтеносности (ВНК -1127,2 м -1132,0 м).

Блок I. В пределах блока пробурены скважины 20, 72, 73, 75.

По материалам ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в скважине 73, в скважинах 20, 75 – нефтеводонасыщенные, в скважине 72 – водонасыщенные.

Нефтеносность установлена при опробовании скважин 20, 73, 75: в скважине 20 получен приток нефти дебитом до 80 м³/сут на 7 мм штуцере, в скважине 73 - приток нефти дебитом до 42 м³/сут, в скважине 75 - приток нефти дебитом 12 м³/сут.

Скважина 20 в пробной эксплуатации находилась с 01.03.2006г, скважина 73 - с 01.05.2007г, скважина 75 - с 01.11.2016 г. В промышленную разработку скважины вступили в 2018 году.

В действующем фонде находятся скважины 20, 73, 75, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 1,4 м³/сут, 1,6 м³/сут, 1,6 м³/сут при обводненности 95,5%, 92,5%, 76,2% (прил.16 кн.3).

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1092,8 м (скв.73), подошва нефтенасыщенных коллекторов на отметках минус 1129,2 м (скв.20) и минус 1132,0 м (скв.73), высота залежи до 39,2 м, размеры залежи 0,6x0,3 км. ВНК принят наклонным по данным ГИС на отметке минус 1129,2 м по разделу нефть-вода в скважине 20 и на отметке минус 1132,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 73.

Площадь залежи составляет 172 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок I'. В пределах блока пробурены скважины 52, 95. По данным ГИС в разрезе скважины 95 выделен нефтенасыщенный коллектор, в скважине 52 коллекторы водонасыщенные. Пласт не опробован.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1138,5 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1140,7 м, высота залежи равна 2,2 м, размеры залежи 0,4x0,2 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1140,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 87 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, 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.

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

На расстоянии 1000 м от участка поверхностные водные объекты отсутствуют, сам участок находится за пределами водоохраных зон и полос.

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

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

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

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

В связи с отсутствием негативного воздействия на водные ресурсы проведение мониторинга водных ресурсов не требуется.

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 Кемерколь расположено в Атырауской области Республики Казахстан.

В 1960-1978 годах на площади Кемерколь проводились региональные сейсмические, гравии- и электроразведочные работы, геологическая съемка.

В 1990 году составлен «Проект поискового бурения», согласно которого пробурены 11 скважин (4, 9, 11, 18, 20, 32, 34, 45, 52, 53, 59).

Месторождение открыто в феврале 1991 года, когда при опробовании скважины 4 из отложений среднего триаса получен приток нефти дебитом 94,8м3/сут.

В 1990-1993 годах проведены сейсмические исследования МОГТ 2Д.

В 1994 году ТОО «КазНИГРИ» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти залежей среднетриасового отложения» (протокол ГКЗ РК №74-ПЗ от 23.12.1994 г.).

В 1994 году IV квартале ГКХ «Акбота» выполнен прирост запасов нефти среднетриасового отложения (протокол №74-ПЗ от 23.12.1994 г.).

В 2004 году недропользователем был ТОО «Saga Creek Gold Company» согласно Контракта на разведку №1580 от 18.11.2004 г.

В 2005 году согласно Дополнения №1 (рег.№1832 от 15.09.2005г) к контракту права недропользования переданы ТОО «Viktoria Energy Central Asia».

В 2005 году ТОО «АкАй Консалтинг» составлен проект разведки месторождения Кемерколь, проектом предусматривалось бурение 10 скважин (протокол «Запказнедра» №136/2005 от 13.09.2005г).

В 2006-2010 годах пробурены 7 скважин (9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74), из них в двух скважинах (9БИС, 73) при опробовании получены притоки нефти из среднетриасового отложения.

В 2006 году АО «Азимут Энерджи Сервисез» выполнены сейсмические исследования МОГТ-ЗД в объеме 116,55 кв.км. В результате проведенных работ было уточнено геологическое строения надсолевых и подсолевых отложений контрактной территории.

В 2007 году ТОО «АкАй Консалтинг» составлен «Проект пробной эксплуатации» (протокол ЦКРР РК №44 от 13.07.2007г).

В 2008 году согласно приказа МЭ и МР о признании недействительным передача прав ТОО «Viktoria Energy Central Asia» согласно решению суда от 06.03.2008г и приостановлением ГРР и ввода месторождения во временную консервацию.

В 2009 году МЭ и МР утверждено Дополнение №2 (рег.№3021 от 23.02.2009г) к контракту №1580, согласно которому права на недропользования от ТОО «Saga Creek Gold Company» передана ТОО «Бакыт Tay».

В 2010 году ТОО «Центр Консалтинг» выполнена переинтерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, по результатам этих работ уточнено геологическое строение контрактной территории.

В 2012 году ТОО «Каспий Энерджи Ресерч» составлен «Проект оценочных работ», где предусматривалось бурение одной оценочной скважины (протокол ЦКРР РК №28 от 15.11.2012г и письмо комитета геологии и недропользования МИиР №17-02-852-И от 28.11.2012г).

С июня 2008 года по январь 2017 год месторождение находилось в консервации.

Период разведки продлен до 01.03.2019г согласно Дополнения №5 (рег.№4289-УВС-МЭ от 08.04.2016 г) к контракту №1580.

В 2016 году права недропользования на контрактной территории Кемерколь от ТОО «Бакыт Tay» перешли к ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» на основании Дополнения №6 (рег.№4315-УВС-МЭ от 30.06.2016г) к контракту №1580.

Недропользователем месторождения Кемер科尔 является ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» на основании Контракта №1580 от 18.11.2004г на проведение на разведки и добычи углеводородного сырья до 12.09.2022г.

Границы месторождения определены геологическим отводом и 3 участками горного отвода. Площадь геологического отвода составляет 57,727 км² и глубина разведки до фундамента. Общая площадь горного отвода 7,273 км² и глубина разработки – абсолютная отметка минус 1577,6 м.

Период разведки на контрактной территории продлевался 3 раза. Последнее продление 2021 году Дополнение №11 с регистрационным №4903 от 25.03.2021 года к контракту №1580 от 18.11.2004 г на проведение разведки углеводородного сырья.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемер科尔 регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

В 2016 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» выполнена «Переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д...» (протокол МД «Запказнедра» №24/2017 от 28.02.2017г). По результатам выполненных работ построены структурные карты по 15 отражающим горизонтам: III (подошва мела), J2, J2-2 (толще средней юры), V (подошва нижней юры), T3-1, T3, T2-1, T2-2, T2-3, T2-4, T2-5, T2-6, T1 (в толще среднего триаса), VI (кровля соли), VI-1 (кровля соли в подкарнинской части).

В 2016 году ТОО «Каспий Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту оценочных работ» (протокол ЦКР РК №75/23 от 19.08.2016г и письмо комитета геологии и недропользования МИиР №27-5-1804-и от 16.09.2016г).

В 2016-2017 годах пробурены 7 оценочных скважин (75, 76, 77, 81, 82, 83, 84), из них в скважинах 75, 76, 77, 81, 83, 84 при опробовании из среднетриасового отложения получены притоки нефти.

В 2017 году на основе «Дополнения к проекту пробной эксплуатации на месторождении Кемер科尔» (протокол ЦКР РК №80/17 от 23.12.2016г и письмо комитета геологии и недропользования МИиР №27-5-167-И от 19.01.2017г) возобновлена пробная эксплуатация. Согласно проекту расконсервированы 2 скважины (20,73) и из бурения в эксплуатацию введены 2 скважины (75,77).

В 2017 году ТОО «Каспий Энерджи Ресерч» по результатам бурения 28 скважин по продуктивным горизонтам T2-I, T2-II, T2-III, T2-IV, T2-V выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождении Кемер科尔 Атырауской области РК по состоянию на 01.04.2017г» (протокол ГКЗ РК №1840-17-П от 17.08.2017г). На государственный баланс принятые запасы нефти: по категории C1 – 1719 тыс.т геологических и 350 тыс.т извлекаемых, по категории C2 – 458 тыс.т геологических и 70 тыс.т извлекаемых.

В 2017 году ТОО «Каспий Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение №2 к проекту оценочных работ на месторождении Кемер科尔». (протокол ЦКРР РК №88/9 от 24.08.2017г и письмо комитета геологии и недропользования МИиР №27-5-1897-и от 28.09.2017г). В декабре 2017 г скважина 76 была углублена до глубины 2200 м для поиска углеводородов на подкарниновые пермитриасовые отложения, но проектной глубины 2500 м достичь не удалось из-за прихвата бурового инструмента в интервале 1800-2200 м, скважина была ликвидирована по техническим причинам.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

В 2017 году ТОО «Каспий Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кемерколь» (протокол ЦКРР РК №89/14 от 29.09.2017г и письмо комитета геологии МИиР РК 27-5-2063-и от 25.10.2017г).

В 2018 году в скважине 76 пробурен боковой ствол 76Б, где при опробовании интервала 1624-1626м получен приток нефти дебитом 4,6м3/сут.

В 2018 году ТОО "Каспий Энерджи Ресерч" по результатам бурения 29 скважин по продуктивным горизонтам T2-I, T2-II, T2-III, T2-IV, T2-V составлен «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию на 01.04.2018 г», утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям C1 и C2 составили соответственно 2625/589 и 555/36 тыс.т, растворенного газа – 45/10,8 и 11,1/1,27 млн.м3 (протокол №1992-18-У ГКЗ РК от 29.11.2018г).

В 2018 году ТОО "Каспий Энерджи Ресерч" составлен «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь (протокол ЦКРР РК № 6/11 от 20.12.2018г).

В 2018 году составлен «Проект разработки месторождения Кемерколь по состоянию на 01.12.2018г» (протокол ЦКРР РК № 8/3 от 01.03.2019г).

В октябре 2019 года пробурены скважины 92, 93, 95: в скважинах 92, 93 при опробовании получены притоки нефти с водой (в скв.92 - Qн=1,0 м3/сут Qв=0,5 м3/сут, в скв.93 - Qн=13,6 м3/сут Qв=0,4 м3/сут), в скважине 95 получен приток воды дебитом 0,1 м3/сут.

В 2020 году ТОО «Каспий Энерджи Ресерч» составлен «Анализ разработки по среднетриасовым нефтеносным горизонтам месторождения Кемерколь» (протокол ЦКРР РК №11/9 от 18.02.2021г).

В 2021 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен «Отчет о результатах переобработки и интерпретации 3Д МОГТ на площади Кемерколь (северная часть) контрактной территории ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг» (письмо МД «Запказнедра» №26-10-4-1848 от 02.11.2021г, письмо ТОО «РЦГИ «КазгеоИнформ» №26-14-021-1391 от 22.11.2021г). По результатам этих работ были выполнены структурные построения по 6 отражающим горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; T2-1 и T2 - в толще среднего триаса; VI - кровля соленосных отложений кунгура; VI-1 - подошва соли - кровля подкарнизов терригенных отложений, VI-2 - кровля соли под карнизом.

В 2021 году составлено «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г» (протокол ЦКРР РК № 21/5 от 14.12.2021г). Проектом на 2022 год проектируется вместо бурения 6 оценочных скважин (78, 86, 87, 88 – на пермотриасовых отложениях и скважины 67, 71 – на юрских и триасовых отложениях), предусмотренных Проектом разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь (ПР-2018г), пробурить 6 оценочных скважин, из которых 3 скважины независимые (78, R101, R102 – в отложениях перми) и 3 скважины – зависимые (R103, R104, R105 – в пермотриасовых отложениях).

С марта-июне 2022 года пробурены 2 эксплуатационные скважины (R101, R102), из них в скважине R101 при опробовании интервала 1217-1219 м получен приток нефти с водой.

В настоящее время в промышленной разработке находятся залежи нефти среднетриасового отложения: на северо-западном крыле горизонт T2-I пласт А (скв.4), горизонт T2-I пласт В (скв.81, 82, 83, 84, 93), горизонт T2-II (скв.77, 92) и на юго-западном крыле горизонт T2-I пласт В (скв.20, 73, 75).

В 2022 Г ТОО «Каспий Энерджи Ресерч» составлен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию изученности на 01.07.2022 г», утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям C1 и C2 составили соответственно 2353/588 и 652/28,7 тыс.т, растворенного газа – 28,8/8,1 и 11,8/0,67 млн.м3 (Протокол ГКЗ РК №2457-22-У от 26.09.22г).

После пересчета запасов в период с 01.07.22 г по 01.01.2023 гг на месторождении согласно дополнению к проекту разведочных работ пробурены две скважины R-103 и R-104. В скважине R-104 проведено испытание в интервале 1382-1384 м, получен фонтанный приток нефти дебитом 7,98 м3/сут при 3 мм штуцере. Проведен физико-химический анализ поверхностной пробы нефти в скважине R-104, а так же стандартные анализы керна (R-103. R-104).

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 отчет о возможных воздействиях

производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах.

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.01.2023 г. и охватывает продуктивные горизонты верхнеюрских (горизонт J3-I) и среднетриасовых отложений (горизонты T2-I пласт А, T2-I пласт В, T2-III, T2-IV, T2-V), установленных по результатам бурения, обработки материалов геофизических исследований и опробования разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных в пределах месторождения.

Месторождение Кемерколь имеет сложное геологическое строение, характеризующиеся мелкоблоковым строением, установлена нефтеносность триасовых отложений.

С учетом геолого - литологического строения, термобарической характеристики продуктивных горизонтов и физико-химической характеристики нефти, учитывая сложившееся состояние разработки в данной работе выделение эксплуатационных объектов на месторождении следующее:

- I объект – гор. Т2-І пл.А (блок VI) Северо-западного крыла;
- II объект – горизонт Т2-І пл.В (блок III, VI) Северо-западного крыла;
- III объект – горизонт Т2-ІІ (блок IV, VI) Северо-западного крыла;
- IV объект – горизонт Т2-ІІІ (блок III) Северо-западного крыла;
- V объект – горизонт Т2- V (блок I) Северо-западного крыла;
- VI объект – горизонт Т2-І пл.В (блок I) Юго-западного крыла.

Основываясь на нынешнем знании геологии и анализе текущего состояния разработки, в качестве основных факторов, рассматриваемыми в качестве критериев объединения залежей в один эксплуатационный объект явились такие, как срок совместной промышленной разработки, схожесть типа залежей, величины запасов нефти, характер насыщения, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.

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...», «Регламента составления проектов...», опыта реализации запроектированной на месторождении системы разработки, оценки эффективности применяемой на месторождении технологии, результатов промышленной разработки месторождения, а также геолого-физических условий, характеризующихся незначительной глубиной залегания, высокой вязкостью пластовой нефти, различной энергией контурной зоны, тектонической изолированностью и высокой неоднородностью коллекторских свойств. Расчетные варианты технологических показателей базировались на фактическом состоянии разработки. Дальнейший подбор вариантов зависел от оптимизации реализуемого варианта. При составлении вариантов учтены в основном имеющиеся эксплуатационные скважины и их техническое состояние.

В настоящее время промышленная разработка осуществляется согласно III варианту «Проекта разработки месторождения...».

В соответствии с «Регламентом на составление проектных технологических документов...» (РД 39-0147035-207-86) в качестве базового варианта рекомендовано рассматривать продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки.

Вариант разработки месторождения на естественном режиме не рассматривался, в связи с рекомендациями РД 39-0147035-207-86, кроме того известно, что естественный режим обеспечивает низкую нефтеотдачу и является менее эффективным, по сравнению с вариантами заводнения. Поэтому дальнейшие исследования по выбору варианта были направлены на оптимизацию и выбор элементов базового варианта, с учетом существующего положения по системе ППД.

Рассмотрены три варианта разработки, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин, а также запланированным ГТМ в 3 варианте.

1 вариант:

В данном варианте, планируется эксплуатация объектов, с учетом существующего состояния, без бурения дополнительных скважин.

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92. Запланирован ввод из консервации скважин R101 R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме;

V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку. Необходимо отметить, что данный объект на текущий момент эксплуатируется с ППД, осуществляется закачка скважиной 45Н, и начиная с 2026 года в закачке будут участвовать уже 2 скважины – 45Н и 95.

2 вариант:

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение добывающей скважины скв 105 в 2023 году;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме, также, в 2024 году запланирована к бурению добывающая скважина 106;

V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку.

3 вариант:

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение добывающей скважины 105 в 2023 году;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме, с проведением опытно-промышленного испытания новой технологии по повышению нефтеотдачи, а именно прогреве пласта, в скважине 9БИС. Предлагается использовать электродный нагреватель, который предназначен для тепловой обработки призабойной зоны вертикальных скважин с высоковязкой нефтью. В 2024 году запланирована к бурению добывающая скважина 106;

V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку.

Как видно из описания, данный вариант идентичен варианту 2, единственным различием является проведение мероприятия по интенсификации притока, заключающиеся в прогреве пласта на IV объекте , в скважине 9БИС, в 2025 году.

Недропользователю в процессе дальнейших работ на месторождении рекомендуется:

- с целью перевода запасов УВ из категории С2 в промышленную категорию С1:

на Юго-Восточном крыле в горизонте J3-I в скважине 62 провести опробование и отбор проб флюидов;

на Северо-Западном крыле рекомендуется:

- Рекомендуется бурение оценочной скважины 107, в IV объекте (горизонт Т2-III) юго западнее от скважины R-104.

- в горизонте Т2-I пласт А в блоке VI рекомендуется пробурить скважину в неизученной части залежи;

- в горизонте Т2-I пласт В блок IV в скважине 101 провести опробование и отбор проб флюидов;

- в горизонте Т2-III блок II в скважине R-102, и в блоке III в проектных скважинах R-105 и R-106 провести испытание и отбор флюидов;

- в горизонте Т2-IV блок I в скважинах 76 или 76Б провести испытание и отбор флюидов;

на Южном крыле в горизонте Т2-І блок I/ в скважине 95 провести испытание и отбор флюидов;

- по результатам дополнительно пробуренной скважины R-104 на Северо-Западном крыле в горизонте Т2-ІІІ блок IV выделяется новая нефтяная залежь, доказанная результатами опробования и отбором поверхностных проб нефти, в дальнейшем необходимо пересчитать запасы по данному горизонту;
- при вскрытии водоносных коллекторов изучить пластовые воды;
- при бурении новых скважин (R-105, R-106) отобрать керн и провести полный комплекс стандартных и специальных исследований;
- выполнить в полном объеме исследовательские работы (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и т.д.) по всем скважинам;
- провести гидропрослушивание в скважинах в целях отслеживания гидродинамической связи между блоками.

1.5.1. Анализ текущего состояния разработки и эффективности применения методов повышения нефтеизвлечения

Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

На 01.01.2023г. на месторождении всего пробурено 32 скважины:

- в действующем фонде находится 12 скважин №№ 4, 81, 82, 83, 84, 93, 77, 92, 9БИС, 20, 73, 75;
- в бездействии 1 скважина 95 по причине ожидания КРС;
- в консервации 4 скважины №№32, 52, 59, 76;
- в нагнетательном фонде одна скважина 45н;
- в водозаборном фонде три скважины №№ 62, 72, 74.

- в ликвидированном фонде 10 скважин №№ 9, 18, 34, 51, 66, 70, R103, из которых три скважины 2, 10, 51 ликвидированы в 1990-1994г.г. по геологическим причинам и не входят в баланс предприятия.

Все скважины действующего фонда эксплуатируются механизированным способом с применением винтового насоса.

На дату анализа коэффициент эксплуатации скважин составил 0,976, коэффициент использования фонда скважин - 0,923 д.ед.

В таблице 3.2 приведено распределение скважин по текущим дебитам нефти и обводненности.

В целом по месторождению скважины работающие с дебитом по нефти меньше 5 т/сут составили 8 ед. или 67% от действующего фонда, с дебитом от 5 до 10 т/сут работают 3 ед. (25%) и одна скважина с дебитом от 11-15т/сут (8%). По одной скважине работают с обводненностью до 10 % и от 35 до 40%, три скважины работают в диапазоне 60-80%, и 80-95% и четыре скважины в диапазоне 96-100%.

Таблица 1.5-1
Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Северо-Западное крыло					Юго-Западное крыло	Всего по месторождению
		I объект	II объект	III объект	IV объект	V объект		
		T2-I, A блок VI	T2-I, B блоки III, VI	T2-II, блок VI	T2-III, блок III	T2-V, блок I	T2-I, B блок I	
Фонд добывающих скважин	Действующие	1 ед. (скв.4)	5 ед. (81,82,83,84, 93)	2 ед. (77,92)	1 ед. (9БИС)		3 ед. (20,73,75)	12
	из них фонтанные							
	ВН	1 ед. (скв.4)	5 ед. (81,82,83,84, 93)	2 ед. (77, 92)	1 ед. (9БИС)		3 ед. (20,73,75)	12
	ШГН							
	газлифт							
	Бездействующие						1 ед. (95)	1
	В освоении после бурения							
	В консервации			1 ед. (скв.59)		1 ед. (76)	2 ед. (скв.32,52)	4
Фонд	Под закачкой						1 ед. (45н)	1

нагнетательных скважин	Бездействующие							
	В освоении после бурения							
	В консервации							
Ликвидированные	по геологическим причинам	9, 18, 34, 51, 66, 70, R103						7
Oценочные	В бурении	85, R101, R102, R104						4
Водозаборные	В консервации	62, 72, 74						3
Всего пробуренный фонд		4	5	3	1	1	10	32

Примечание: Три ликвидированные (2, 10, 51") скважины, которые были пробурены за границей контрактной территории и не состоят на балансе предприятия.

Таблица 1.5-2.

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и обводненности

Объект	Обводненность, %	Диапазон изменения дебита нефти, т/сут			Всего	% от фонда
		≤ 5	5-10	11-15		
I	≤ 10					0
	10-30					0
	60-80					0
	80-95					0
	96-100	1 (№4)			1	8
II	≤ 10		1 (№93)		1	8
	10-30					0
	60-80		1 (№82)		1	8
	80-95	2 (№83, 84)	1 (№81)		3	25
	96-100					0
III	≤ 10					0
	35-40	1 (№92)			1	8
	60-80			1 (№77)	1	8
	80-95					0
	96-100					0
IV	≤ 10					0
	10-30					0
	60-80					0
	80-95					0
	96-100	1 (№9Бис)			1	8
VI	≤ 10					0
	10-30					0
	60-80	1 (№75)			1	8
	80-95					0
	96-100	2 (№20, 73)			2	17
Распределение скважин, количество						0
В целом по месторождению	≤ 10		1		1	8
	35-40	1			1	8
	60-80	1	1	1	3	25
	80-95	2	1		3	25
	96-100	4			4	33
Всего		8	3	1	12	100
% от фонда		67	25	8	100	

Таблица 1.5-3

Динамика коэффициентов использования и эксплуатации фонда скважин

Объект эксплуатации	годы	Кэкпл. добывающих скважин, д.ед.	Кисп. фонда добывающих скважин, д.ед.
I объект	2021	0,371	1,000
	2022	0,995	1,000
II объект	2017	0,760	1,000
	2018	0,997	1,000
	2019	0,860	0,830
	2020	0,958	1,000
	2021	0,898	1,000
	2022	0,967	1,000
III объект	2016	1,000	1,000
	2017	1,000	1,000

Объект эксплуатации	годы	Кэпл. добывающих скважин, д.ед.	Кисп. фонда добывающих скважин, д.ед.
	2018	1,000	1,000
	2019	0,800	1,000
	2020	0,566	1,000
	2021	0,894	1,000
	2022	0,960	1,000
IV объект	2016	1,000	1,000
	2017	1,000	1,000
	2018	1,000	1,000
	2019	0,800	1,000
	2020		
	2021	0,181	1,000
	2022	0,959	1,000
V объект	2016	1,000	1,000
	2017	1,000	1,000
	2018	1,000	1,000
	2019	0,800	1,000
	2020		
	2021		
	2022		
VI объект	2016	0,170	1,000
	2017	0,970	1,000
	2018	0,970	1,000
	2019	0,850	1,000
	2020	0,971	0,750
	2021	0,904	1,000
	2022	0,995	0,750
по месторождению	2016	0,820	1,000
	2017	0,870	1,000
	2018	0,990	1,000
	2019	0,870	0,820
	2020	0,736	0,923
	2021	0,795	0,923
	2022	0,976	0,923

Ниже представлен анализ по объектам разработки за 2022 год.

I объект (T2-I горизонт, пласт А на блоке VI Северо-западного крыла). На объекте при опробовании скважины 4 в 1991г. из интервалов 1063-1072; 1090-1092 были получены притоки высоковязкой нефти (182,2-1212,5 мм²/с) дебитом 3,84 м³/сут. Скважина была введена в консервацию.

На 01.01.2022г. скважина №4 выведена из консервации. Дебит на конец года составил по жидкости 0,54т/сут, нефти 0,08т/сут при обводненности 85%.

В 2022 году коэффициенты эксплуатации составили 0,995 д.ед. и использования фонда скважин - 1,0 доли ед.

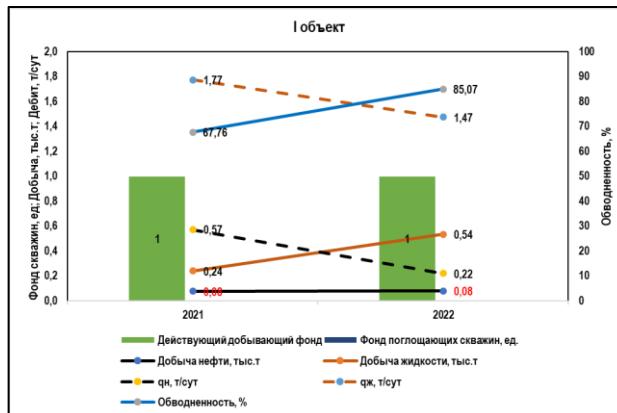


Рисунок 14. Основные показатели разработки по I объекту

II объект (T₂-I горизонт, пласт В на блоке III и VI Северо-западного крыла)

Промышленная разработка ведется как предусмотрено в утвержденном ЦКРР РК «Проекте разработки, 2019г.» (Протокол 8/3 от 01.03.2019г.) переходящими добывающими скважинами в количестве 5 ед. (81, 82, 83, 84, 93).

За анализируемый 2022г. среднесуточные дебиты нефти добывающих скважин на конец года колеблются от 2,2 т/сут. (№84) до 7,7 т/сут. (№93) в среднем составив 4,7 т/сут.; по жидкости изменяются от 7,8 т/сут. (№93) до 40,4 т/сут.(№84) в среднем составив 20,7 т/сут. Обводненность по скважинам изменяется от 1,4 до 93,2 %, в среднем составляя 69,1 %.

В 2022 году коэффициенты эксплуатации составили 0,967 д.ед. и использования фонда скважин - 1 доли ед.

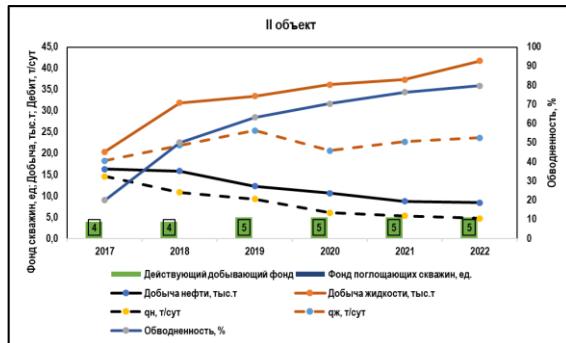


Рисунок 15- Основные показатели разработки по II объекту

III объект (T2-II блок VI Северо-западного крыла)

На **III объекте** предлагается продолжение существующей системы разработки до полной выработки извлекаемых запасов добывающей скважиной 77, после чего предусмотрен перевод скважины на вышележащий объект. В 2019 году пробурена добывающая скважина 92.

Фонд добывающих скважин в 2022 году составил 2 ед.

В 2022 году среднесуточные дебиты нефти по скважинам колеблются от 0,95 т/сут. (№92) до 14,4 т/сут. (№77), в среднем составляя 7,7 т/сут., по жидкости изменяются от 1,4 т/сут (№92) до 43,7 т/сут. (№77), в среднем 22,5 т/сут. Обводненность по скважине изменяется от 36,7 до 67 %, в среднем составляет 52 %.

В 2022 году коэффициенты эксплуатации составили 0,96 д.ед. и использования фонда скважин - 1,0 доли ед.

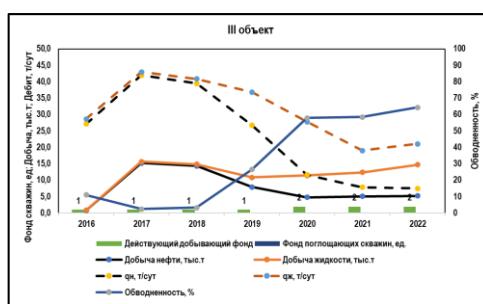


Рисунок 16 - Основные показатели разработки по III объекту

IV объект (T₂-III горизонт, блок III) разрабатывается скважиной № 9БИС, находящаяся на текущий момент в действующем фонде.

В 2022 году коэффициенты эксплуатации составили 0,959 д.ед. и использования фонда скважин - 1,0 доли ед.

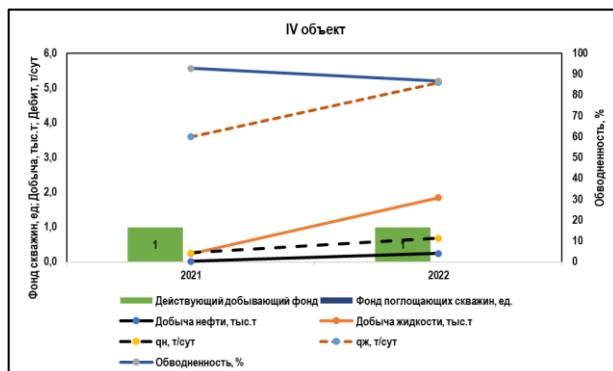


Рисунок 17 - Основные показатели разработки по IV объекту
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

V объект (*T₂-V блок I*) В 2022 году скважина 76 из освоения после бурения в эксплуатацию не вводилась и переведена в консервацию.

VI объект (*T₂-I, пласт В блок I*) расположен на юго-западном крыле. По данному объекту расчеты технологических показателей по утвержденному Проекту разработки, 2019г. произведены с применением ППД.

В 2019г. была пробурена эксплуатационная скважина № 95, как предусмотрено проектом. При опробовании скважины 95 получена вода, скважина пребывает бездействии. Фонд добывающих скважин – 4 ед. действующих 3 ед. и 1 ед. в бездействии, нагнетательных скважин – 1 ед.

В 2022 году все три скважины работают с дебитами по нефти до 2 т/сут; по жидкости изменяются от 6,8 т/сут. (№75) до 32,2 т/сут. (№20) в среднем составив 19 т/сут. Обводненность по скважинам изменяется от 75,3% (№75) до 96,3% (№20), в среднем составив 89,1 %.

В 2022 году коэффициенты эксплуатации составили 0,9953 и использования фонда скважин по объекту – 0,75 доли ед.

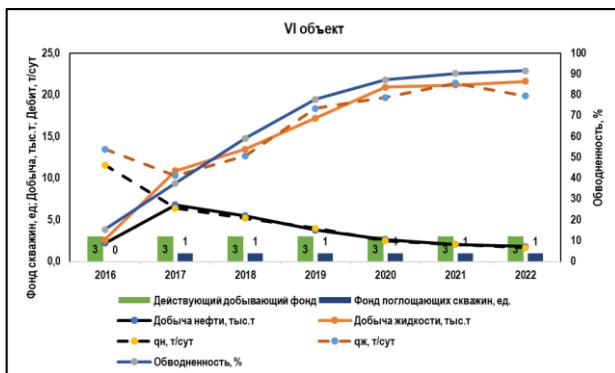


Рисунок 18 - Основные показатели разработки по VI объекту

Всего по месторождению добывающий фонд скважин составляет 13 ед. Из них 12 действующих и 1 бездействующая, нагнетательный фонд 1 ед. являющаяся утилизационной.

В 2022 году среднесуточные дебиты нефти по скважинам колеблются от 0,08 т/сут. до 14,4 т/сут., в среднем составляя 3,3т/сут., по жидкости изменяются от 1 т/сут до 43,7 т/сут., в среднем 18,2 т/сут. Обводненность по скважине изменяется от 1,4 до 100 %, в среднем составляет 76,4 %.

В 2022 году коэффициенты эксплуатации составили 0,976 д.ед. и использования фонда скважин – 0,923 доли ед.

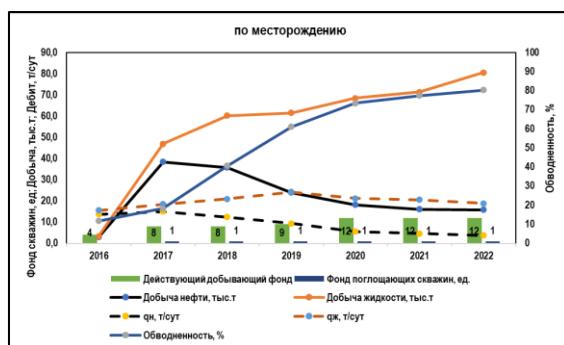


Рисунок 19 - Основные показатели разработки по месторождению

Анализ технологических показателей разработки

В промышленную разработку, месторождение вступило в соответствии с утвержденным ЦКРР РК (Протокол № 8/3 от 01.03.2019г.) «Проектом разработки месторождения Кемерколь», составленным по состоянию на 01.12.2018г. ТОО «Каспиян Энерджи Ресерч» (в дальнейшем именуемая «Проект разработки, 2019г.»), с основными проектными технологическими показателями по III варианту разработки:

- Проектный максимальный уровень добычи нефти – 53,0 тыс.т.;
- год выхода на проектный уровень – 2021 г;
- проектный уровень добычи жидкости - 98,4 тыс.т./год;
- проектный уровень закачки рабочих агентов – 49,6 тыс. м3;
- максимальный фонд добывающих скважин - 16 ед., нагнетательных - 3 ед;
- ввод новых скважин из бурения - 6 ед.

В настоящее время, разработка месторождения Кемерколь осуществляется согласно «Анализа разработки..» (Протокол ЦКРР 11/9 от 18.02.2021 года), утвержденного на три года, 2021-2023 г.г. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Согласно протокола было рекомендовано – «до конца 2023 года осуществить пересчет запасов и предоставить на рассмотрение ЦКРР проект разработки месторождения».

Анализ фактических показателей показывает расхождение с проектными показателями «Проекта разработки» 2019 года и анализа разработки за период 2019-2022 годы.

При проведении сопоставления фактических показателей с проектными показатели по темпам отборов от ТИЗ, ОИЗ, КИН, выработке запасов до 2022 года рассчитаны согласно запасам 2018г, а с 2022 года согласно утвержденным запасам 2022 года.

Согласно проекту, в анализируемом 2019г. по месторождению в целом ввод новых добывающих скважин составляет 5 единиц, из которых 2 (№ 94, 95) скважины из эксплуатационного бурения; 2 (№ 4, 9БИС) скважины из консервации; одна (№ 76) скважина из освоения. А также перевод одной скважины №20 с добывающего в нагнетательный фонд. Фонд добывающих скважин 13 ед., нагнетательных – 1 ед. Расстояние между скважинами 250 м.

Фактически в 2019г. на месторождении были пробурены три эксплуатационные скважины: Из них

- № 95 на VI объекте, как запланировано в Проекте, 2019г.;
- № 93 на II объекте, запланированных по Проекту на 2020г.;
- № 92 на III объекте, проектом бурение скважин не предусмотрено.

По состоянию на 01.01.2020г. фактический добывающий фонд составил 11 ед., при проектном 12 ед.

На 01.01.2020г. накопленная добыча нефти по месторождению составила 114,6 тыс. т, что меньше проектного (129,0 тыс. т) на 13,6 тыс.т. или 10,5 %. Темп отбора от НИЗ составил 4,1 %, проектное значение 5,9 %.

Из всего отобранного количества суммарной нефти по месторождению самая большая часть (44,4 тыс.т. или 38,5%) приходится на II объект разработки.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти месторождения составил 19,6 %, достигнутая нефтеотдача – 0,044 д.ед.

Фактическая добыча нефти за анализируемый 2019г. составила 24,0 тыс. т, при запроектированной величине 37,7 тыс.т.(ниже проектной величины на 13,6 тыс.т.)

Фактические же среднесуточные дебиты одной добывающей скважины по нефти 9,4 т/сут. по жидкости 24,2 т/сут., тогда как по проекту 9,3 т/сут. по нефти и 14,3 т/сут. по жидкости.

Фактический среднесуточный дебит новой скважины по нефти 9,4 т/сут., по проекту 11,5 т/сут.

Текущая обводненность по месторождению составила 61,1 %, что выше проектной величины (33,2) на 84,0 %.

Отбор от НИЗ по месторождению составил 19,6 %, проектное значение 20,1%.

Текущий КИН по месторождению 0,044 д.ед., проектный КИН 0,049 д.ед.

Основными причинами недостижения проектных уровней добычи являются:

1. Вступление месторождения в промышленную разработку позже установленного срока, в связи с задержкой выдачи и получения недропользователем Контракта на добычу.

2. Недостижение проектных значений среднесуточных дебитов новых добывающих скважин, пробуренных в 2019г.

3. Проектная добыча была рассчитана на запуск в промышленную разработку всех шести объектов, тогда как фактически в промышленную эксплуатацию вступили только три объекта. Ввод из консервации I, IV, V объектов не осуществлен из-за необходимости значительных финансовых средств для ввода в эксплуатацию. Таким образом, в промышленную разработку задействовано лишь 60-68 % запланированного потенциала месторождения.

В 2020 году, согласно проекта, по месторождению в целом, ввод новых добывающих скважин составляет 4 единицы, все скважины запланированы к вводу из бурения на II объект. Необходимо отметить, что годом ранее, в 2019 году, была введена из бурения скважина №93, хотя ввод ее должен был произойти в 2020 году. Кроме бурения 4-х добывающих скважин, в 2020 году больше не запланировано никаких ГТМ или переводов скважин.

Фактически в 2020 г. на месторождении бурение вышеуказанных скважин не проведено, что говорит о расхождении с проектными показателями ПР 2019 г.

По состоянию на 01.01.2021г. фактический добывающий фонд составил 13 ед., при проектном 16 ед.

На 01.01.2021г. накопленная добыча нефти по месторождению составила 132,8 тыс. т, что меньше проектного (172,8 тыс. т) на 40 тыс.т. Темп отбора от НИЗ составил 3,08 %, проектное значение 6,8 %.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти месторождения составил 22,5 %, достигнутая нефтеотдача – 0,051 д.ед.

Фактическая добыча нефти за 2020 г. составила 18,2 тыс. т, при запроектированной величине 43,9 тыс.т.(ниже проектной величины на 25,7 тыс.т.)

Фактические же среднесуточные дебиты одной добывающей скважины по нефти 5,6 т/сут. по жидкости 21,3 т/сут., тогда как по проекту 8,2 т/сут. по нефти и 13,5 т/сут. по жидкости.

Текущая обводненность по месторождению составила 74 %, что выше проектной величины 38,2%

Текущий КИН по месторождению 0,051 д.ед., проектный КИН 0,066 д.ед.

С учетом расхождения фактических показателей от проектных значений, в 2020 году составлен и утвержден в 2021 году Анализ разработки, сравнение 2021 года будет проводиться согласно проектных показателей АР 2021 года.

В 2021 году, согласно утвержденного АР, по месторождению в целом, ввод новых добывающих скважин не запланирован. По III объекту разработки предусмотрен перевод скважины 92 из добывающего фонда в нагнетательный. По факту, данная скважина не переведена на ППД, и также работает в добывающем фонде III объекта, что также говорит о расхождении с проектными показателями.

По состоянию на 01.01.2022г. фактический добывающий фонд составил 12 ед., при проектном 12 ед.

На 01.01.2022г. накопленная добыча нефти по месторождению составила 148,9 тыс. т, что меньше проектного (152,0 тыс. т) на 3,1 тыс.т. Темп отбора от НИЗ составил 2,73 %, проектное значение 3,1 %.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти месторождения составил 25,3 %, пр проекте 25,8%, достигнутая нефтеотдача – 0,057 д.ед. при проекте 0,058 д.ед.

Фактическая добыча нефти за анализируемый 2021 г. составила 16,1 тыс. т, при запроектированной величине 18,3 тыс.т.(ниже проектной величины на 2,2 тыс.т.)

Фактические же среднесуточные дебиты одной добывающей скважины по нефти 4,6 т/сут. по жидкости 20,5 т/сут., тогда как по проекту 4,6 т/сут. по нефти и 15,2 т/сут. по жидкости.

Текущая обводненность по месторождению составила 77 %, что выше проектной величины 69,5%.

По состоянию на 01.01.2023г. фактический добывающий фонд составил 13 ед., при проектном 12 ед.

На 01.01.2023г. накопленная добыча нефти по месторождению составила 163,8 тыс. т, что меньше проектного (172,0 тыс. т) на 8,2 тыс.т или 4,8 %. Темп отбора от НИЗ составил 2,7 % при проектном значении 3,4 %.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти месторождения составил 27,9 %, пр проекте 29,2 %, достигнутая нефтеотдача – 0,070 д.ед. при проекте 0,066 д.ед.

Фактическая добыча нефти за 2022 г. составила 15,8 тыс. т, при запроектированной величине 20,0 тыс.т., ниже проектной величины на 4,16 тыс.т. или на 20,8%.

Фактические же среднесуточные дебиты одной добывающей скважины по нефти 3,7 т/сут. по жидкости 18,9 т/сут., при проектном 5,1 т/сут. по нефти и 19,3 т/сут. по жидкости.

Текущая обводненность по месторождению составила 80,4 %, что выше проектной 74,0 %.

Как видно из таблицы сравнения проект-факт, наблюдается практически ежегодное отклонение от утвержденных проектных показателей разработки.

Ниже приводятся характеристика отборов нефти по разрабатываемым объектам, за период 2019-01.01.2023 г.г.

На I объекте, за 2019 год, оптимизация бездействующего фонда, путем ввода из консервации 1-ой добывающей скважины № 4 и бурение в 2019г. одной эксплуатационной скважины № 94, не осуществлена, в связи с чем эксплуатация данного объекта не проводилась. В дальнейшем, в связи с отсутствием ввода скважин в 2019 году, в 2020 году эксплуатация данного объекта также не осуществлялась. Объект вступил в эксплуатацию в 2021 году, путем ввода скважины №4 из консервации, которая продолжает работать единичной скважиной.

По состоянию на 01.01.2023г. фактический добывающий фонд составил 1 ед., при проектном 1 ед.

За 2022г накопленная добыча нефти составила 0,16 тыс. т, что меньше проектного (1,4 тыс. т) на 1,24 тыс.т, или на 88,8% Темп отбора от НИЗ составил 0,032 %, при проектном 3,0 %.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составил 0,63 %, при проекте 5,7 %, достигнутая нефтеотдача – 0,001 д.ед. при проекте 0,005 д.ед.

Фактическая добыча нефти за 2022 г. составила 0,08 тыс. т, при запроектированной величине 0,8 тыс.т., ниже проектной величины на 0,72 тыс.т. или на 90%, что обусловлено низкими фактическими дебитами нефти относительно проектных.

Фактические же среднесуточные дебиты добывающей скважины по нефти 0,22 т/сут. по жидкости 1,47 т/сут., при проектном 2,1 т/сут. по нефти и 1,47 т/сут. по жидкости.

Текущая обводненность составила 85,7 %, при проектном 18,2 %.

На II объекте за 2019 год добыча составила 12,3 тыс.т. нефти и 33,5 тыс.т. жидкости и 0,177 млн. м3 растворенного газа при работе 5 (№№ 81, 82, 83, 84, 93) скважин. Обводненность продукции 63,4%.

Темп отбора от начальных и текущих извлекаемых запасов 3,7 и 4,1% соответственно.

Накопленная добыча составляет 44,4 тыс.т. нефти, 85,8 тыс.т. жидкости. Выработка запасов составляет 13,5%. Текущий КИН 0,051 д.ед. Эксплуатация ведется ранее пробуренными добывающими скважинами в количестве 4 ед. (81,82,83,84), а также вводом из бурения в 2019г. одной новой добывающей скважиной № 93 на VI блоке, запланированная к бурению в 2020г. В результате фактический добывающий фонд скважин составил 5 ед. против проектных 4 ед. Несмотря на опережение по количеству добывающих скважин на 1 ед. фактическая годовая добыча меньше проектного значения 19,9 тыс. т на 7,6 тыс. т (38,2 %) и составила 12,3 тыс.т. Основная причина отставания от проектных уровней по добыче нефти это недостигание среднесуточных дебитов скважин по нефти проектных уровней. Накопленная добыча нефти по объекту составила 44,4 тыс. т, что меньше проектного уровня (55,6 тыс.т.) на 20,1%. Темп отбора от НИЗ составил 3,7 %, проектное значение 6,0 %.

Отбор от НИЗ по объекту составил 13,5 %, проектный отбор 16,8 %.

Текущий КИН по объекту 0,051 д.ед., проектный КИН 0,064 д.ед.

Второй причиной несоответствия фактических показателей разработки проектным уровням по II объекту является вступление месторождения в промышленную разработку позже установленного срока, в связи с задержкой выдачи и получения недропользователем Контракта на добычу.

В 2020 году, добыча составила 10,7 тыс. нефти и 36,1 тыс.т. по жидкости, при проектном значении 23,5 тыс.т. и 40,2 тыс.т по нефти и жидкости соответственно. Расхождение проекта с фактом превышает в 2 раза, что связано как с несоответствием как с меньшим добывающим фондом скважин (5 скважин против 8 проектных единиц), так и среднесуточным дебитом нефти (6,1 т/сут против 9,1 т/сут по проекту).

В 2021 году, годовая добыча нефти фактически составила 8,8 тыс.т, при проектном значении 11,6 тыс.т, согласно АР. Отклонение составило 2,8 тыс.т. Фонд скважин фактически соответствует проектному, составив 5 ед. Отставание наблюдается по дебиту нефти, при проекте 7,5 т/сут, фактически дебит нефти равен 5,4 т/сут.

По состоянию на 01.01.2023г. фактический добывающий фонд составил 5 ед., при проектном 5 ед.

В 2022 г накопленная добыча нефти составила 71,9 тыс. т, что меньше проектного (78,2 тыс. т) на 6,29 тыс.т или на 8%. Темп отбора от НИЗ составил 2,5 %, при проектном 3,5 %.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составил 21,0 %, при проекте 23,8 %, достигнутая нефтеотдача – 0,079 д.ед. при проекте 0,090 д.ед.

Фактическая добыча нефти за 2022 г. составила 8,5 тыс. т, при запроектированной величине 11,6 тыс.т., ниже проектной величины на 3,1 тыс.т. или 27%. Отставание связано с низкими фактическими дебитами нефти относительно проектного.

Фактические среднесуточные дебиты добывающей скважины по нефти 4,8 т/сут. по жидкости 23,7 т/сут., при проектном 7,5 т/сут. по нефти и 27,1 т/сут. по жидкости.

Текущая обводненность составила 80 %, что выше проектной 74 %.

На III объекте предлагалась, согласно ПР, продолжение существующей системы разработки до полной выработки извлекаемых запасов добывающей скважиной 77, после чего предусмотрен перевод скважины на вышележащий объект, с 2027 года. Но, в 2019 году, Недропользователем пробурена одна добывающая скважина 92. Итого фонд добывающих скважин составил 2 ед., при проектном значении 1 ед.

Годовая добыча нефти составила 8,0 тыс. т, на уровне запланированных 8,5 тыс.т.

Среднесуточный дебит скважины по нефти 26,8 т/сут., по жидкости 36,9 т/сут, при проектном значении 26,2 т/сут и 34,5 т/сут нефти и жидкости соответственно.

Среднегодовая обводненность 26,9 %, проектное значение 24,1 %.

Отбор от НИЗ по объекту составил 75,5 %, проектный отбор 65,3 %.

Текущий КИН по объекту 0,252 д.ед., проектный КИН 0,218 д.ед.

Хотя расхождение проектных и фактических показателей совсем незначительные, отборы по объекту в анализируемом 2019г. были произведены при смене способа эксплуатации скважины 77 на механизированный способ по причине увеличения воды в отбираемой жидкости. Так, обводненность в январе месяце от 13,8 % повысилась до 64,5 %.

Начиная с 2020 года, наблюдается уменьшение годовых отборов практически в два раза, составив 4,8 тыс.т нефти за год, при проектном показателе 5,4 тыс.т., даже не смотря на то, что фонд скважин составляет 2 ед. при проектном значении 1 ед. В данном случае наблюдается уменьшение дебитов, составив 11,7 т/сут по нефти фактически, при проектном показателе 16,7 т/сут.

В 2021 году, годовая фактическая добыча нефти составила 5,1 тыс.т., при проектном значении 3,0 тыс.тн. Дебит нефти составил 7,9 т/сут, при практически равном проектном значении 7,6 т/сут. Согласно АР, запланирован перевод скважины 92 из добывающего фонда, но фактически скважина осталась в эксплуатационном фонде, и не переведена под ППД. Можно сделать вывод, что превышение фактической добычи, является следствием работы 2 добывающих скважин в 2021 году.

По состоянию на 01.01.2023г. фактический добывающий фонд составил 2 ед., при проектном 1 ед.

В 2022г накопленная добыча нефти составила 52,6 тыс. т, выше проектного (47,9 тыс. т) на 4,7 тыс.т или 9,8%. Темп отбора от НИЗ составил 4,9 %, при проектном 3,9 %.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов нефти составил 49,2 %, при проекте 94,6 %, достигнутая нефтеотдача – 0,242 д.ед. при проекте 0,313 д.ед.

Фактическая добыча нефти за 2022 г. составила 5,3 тыс. т, выше проектной (2 тыс.т.), на 2,2 тыс.т. или на 162,7%. Превышение произошло в следствии увеличения фактического фонда на 1 ед. и высоких дебитов нефти.

Фактические же среднесуточные дебиты добывающей скважины по нефти 7,5 т/сут. по жидкости 21,1 т/сут., при проектном 5,8 т/сут. по нефти и 14,6 т/сут. по жидкости.

Текущая обводненность составила 64,5 %, что ниже проектной 78,0 %.

Закачка на объекте не начата.

IV объект. По состоянию на 01.01.2022г. фактический добывающий фонд составил 1 ед., при проектном 1 ед.

На 01.01.2022г. накопленная добыча нефти составила 0,02 тыс. т, что меньше проектного (0,8 тыс. т) на 3,1 тыс.т. Темп отбора от НИЗ составил 0,05 %, при проектном 2 %.

Фактическая добыча нефти за 2022 г. составила 0,02 тыс. т, при запроектированной 0,7 тыс.т.(ниже проектной величины на 2,2 тыс.т.)

Фактические же среднесуточные дебиты добывающей скважины по нефти 0,26 т/сут. по жидкости 3,6 т/сут., при проектном 2,2 т/сут. по нефти и 5,2 т/сут. по жидкости.

Текущая обводненность составила 92,8 %, при проектной 34,2 %.

По состоянию на 01.01.2023г. фактический добывающий фонд составил 1 ед., при проектном 1 ед.

На 01.01.2023г. накопленная добыча нефти составила 0,26 тыс. т, что меньше проектного (2,2 тыс. т) на 1,9 тыс.т или на 88,1%. Темп отбора от НИЗ составил 0,699 %, при проектном 3,9 %.

Фактическая добыча нефти за 2022 г. составила 0,244 тыс. т, при запроектированной 1,4 тыс.т., ниже проектной величины на 1,6тыс.т. или на 82,5%. Отставание связано с низкими фактическими дебитами относительно проектных.

Фактические же среднесуточные дебиты добывающей скважины по нефти 0,68 т/сут. по жидкости 5,16 т/сут., при проектном 4,2 т/сут. по нефти и 5,3 т/сут. по жидкости.

Текущая обводненность составила 86,8 %, что выше проектной 37,5 %.

V объект. Согласно ПР, в 2019 году, был запланирован ввод из освоения после бурения одной добывающей скважины 76 б/с из освоения после бурения. Скважина была введена в эксплуатацию, по причине получения в конце испытания притока чистого газа, на дату анализа скважина переведена в консервацию и на данный момент объект находится в консервации.

VI объект расположен на юго-западном крыле. По данному объекту расчеты технологических показателей по утвержденному Проекту разработки, 2019г. произведены с применением ППД.

В 2019г. была пробурена эксплуатационная скважина № 95, как предусмотрено проектом. Фонд добывающих скважин – 3 ед. Предусмотренного перевода с добывающего в нагнетательный фонд скважины № 20 не было.

По Проекту разработки среднегодовой дебит нефти скважины 95, вводимой из эксплуатационного бурения в 2019г., был принят равным 12 т/сут. Добыча нефти 2,8 тыс. т, обводненность 21,0 %.

Фактически, при перфорации в скважине интервалов глубин 1199-1204м., 1207-1209м., 1213-1216м. была получена вода. На дату проведения анализа скважина находится в консервации.

Фактическая годовая добыча нефти по объекту отобрана из переходящих (№ 20,75,73) скважин и составила 3,8 тыс. т, что ниже проектной добычи из переходящего фонда скважин в 5,0 тыс.т. на 24 %.

Фактические среднесуточные дебиты одной добывающей скважины по нефти 4,0 т/сут., тогда как по проекту 8,0 т/сут.; по жидкости 18,4 т/сут. при проектных 11,8 т/сут.

Среднегодовая обводненность по объекту составила 78,2 %, вместо проектных 32,1%. Высокая обводненность продукции скважин обусловлена, прежде всего, невыполнением проектного решения по переводу высокообводненной скважины 20 в нагнетательный фонд с целью ППД.

Другой причиной, является увеличение в продукции переходящих скважин 73 и 75 воды, в результате которого фактические среднесуточные дебиты жидкости выше проектных значений на 35,6 %.

Накопленная добыча нефти по объекту, на 01.01.2020 г. составила 32,3 тыс. т, что ниже проектного уровня (38,6 тыс.т.) на 16,3 %. Темп отбора от НИЗ составил 2,6 %, проектное значение 4,4 %.

Отбор от НИЗ по объекту составил 22,3 %, проектный отбор 26,6 %.

Текущий КИН по объекту 0,044 д.ед., проектный КИН 0,053 д.ед.

В анализируемом 2019г. предусмотренного на VI объекте перевода с добывающего в нагнетательный фонд скважины № 20 не было. Попутно-добываемые воды закачиваются в нагнетательную скважину 45н.

На 01.01.2020г. объем закачанной воды с начала разработки составил 72,5 тыс. м³, средняя приемистость скважины 45н - 87,4 м³/сут.

За 2020 год, наблюдается значительное расхождение с проектными значениями, годовые отборы нефти составили 2,7 тыс.т., при проектном значении 8,7 тыс.т. фонд добывающих скважин соответствует проектному, и составляет 3 ед. Расхождение в добыче связано с невысоким дебитом скважин, составляя 2,5 т/сут, при проекте 9 т/сут

Начиная с 2021 года, также наблюдается расхождение с проектными значениями. Так, годовая добыча составила 2,1 тыс.т, при проекте 2,8 тыс.т. Фонд проектных скважин не совпадает с фактическим фондом, на 1 ед. меньше эксплуатируется на объекте (4 ед. проект против 3 ед. факт). Также на объекте продолжает работать скважина 45н, выполняющая функцию нагнетательной.

По состоянию на 01.01.2023г. фактический добывающий фонд составил 4 ед., при проектном 3 ед.

На 01.01.2023г. накопленная добыча нефти составила 38,8 тыс. т, что меньше проектного (41,5 тыс. т) на 2,7 тыс.т. Темп отбора от НИЗ составил 2,5 %, при проектном 2,5 %.

Фактическая добыча нефти за 2022 г. составила 1,8 тыс. т, при запроектированной 3,6 тыс.т., ниже проектной величины в два раза, как и по всем объектам, отставание связано с низкими фактическими дебитами.

Фактические же среднесуточные дебиты добывающей скважины по нефти 1,6 т/сут. по жидкости 19,9 т/сут., при проектном 5,5 т/сут. по нефти и 19,3 т/сут. по жидкости.

Текущая обводненность составила 91,7 %, что выше проектной 80,0 %.

Сравнение фактических и проектных показателей приведено в таблице 3.5. Проектные цифры 2019-2020 г.г. принято согласно Проекта разработки 2019 года, период 2021-первое полугодие 2022 года с действующего Анализа разработки 2021 года.

Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Анализ эффективности реализуемой системы разработки представляет собой обобщение и систематизацию представленного в предыдущих разделах аналитического материала. Недропользователем является Компания «ТОО АП-Нафта оперейтинг». Компания ведет промышленную разработку триасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколль Атырауской области РК регистрационный № 4709-УВС МЭ от 12.04.2019год. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

На 01.01.2023г. на месторождении всего пробурено 32 скважины.

В промышленную разработку, месторождение вступило в соответствии с утвержденным ЦКРР РК (Протокол № 8/3 от 01.03.2019г.) «Проектом разработки месторождения Кемерколль», составленным по состоянию на 01.12.2018г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» (в дальнейшем именуемая «Проект разработки, 2019г.»), с основными проектными технологическими показателями по III варианту разработки:

- Проектный максимальный уровень добычи нефти – 53,0 тыс.т.;

- год выхода на проектный уровень – 2021 г;
- проектный уровень добычи жидкости - 98,4 тыс.т./год;
- проектный уровень закачки рабочих агентов – 49,6 тыс. м³;
- максимальный фонд добывающих скважин - 16 ед., нагнетательных - 3 ед;
- ввод новых скважин из бурения - 6 ед.

На текущий момент отмечается отставание фактических показателей относительно проектных. Основными причинами недостижения проектных уровней добычи являются:

• Вступление месторождения в промышленную разработку позже установленного срока, в связи с задержкой выдачи и получения недропользователем Контракта на добычу.

• Недостижение проектных значений среднесуточных дебитов новых добывающих скважин, пробуренных в 2019г.

• Проектная добыча была рассчитана на запуск в промышленную разработку всех шести объектов, тогда как фактически в промышленную эксплуатацию вступили только три объекта. Ввод из консервации I, IV, V объектов не осуществлен из-за необходимости значительных финансовых средств для ввода в эксплуатацию. Таким образом, в промышленную разработку задействовано лишь 60-68 % запланированного потенциала месторождения.

Месторождение Кемерколь было открыто в феврале 1991 года, когда при опробовании скважины 4 из отложений среднего триаса были получены промышленные притоки нефти.

Впервые оценка запасов нефти была произведена 1994 году, когда ТОО «КазНИГРИ» выполнен оперативный подсчет запасов нефти залежей среднетриасового отложения. (протокол ГКЗ РК №74-ПЗ от 23.12.1994 г.).

В 2006 году по заказу ТОО «VictoriaEnergyCentralAsia» на месторождении Кемерколь АО «Азимут Энерджи Сервисез» были проведены сейсморазведочные работы ЗД МОГТ в объеме 116,6 кв.км с использованием вибросейсмических источников. Комплексная обработка и интерпретация сейсмических данных ЗД проводилась в PGS GIS в г.Алматы. Были построены структурные карты по отражающим горизонтам VI, T2, V, III и выделены нефтегазоперспективные объекты в надсолевых отложениях.

В 2016 году ТОО «ReservoirEvaluationServices» выполнены переобработка и переинтерпретация данных МОГТ ЗД в комплексе с данными бурения скважин. По результатам выполненных работ построены структурные карты по отражающим горизонтам: III (подошва мела), J2, J2-2 (толще средней юры), V (подошва нижней юры), T3-1, T3, T2-1, T2-2, T2-3, T2-4, T2-5, T2-6, T1 (в толще среднего триаса), VI (кровля соли).

В 2021 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» была осуществлена переобработка и интерпретация вышеназванных сейсмических работ ЗД в объеме 100 кв.км и составлен «Отчет о результатах переобработки и интерпретации ЗД МОГТ на площади Кемер科尔 (северная часть) контрактной территории ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг». Структурные построения были выполнены по горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; T2-1 - горизонт в толще среднего триаса; T2 - горизонт в толще среднего триаса; VI - кровля соленосных отложений кунгура.

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

В оперативном подсчете запасов за 1994 год были использованы данные по кернам из 12 скважин, из них колонковым буром отобраны в 11 скважинах (2, 4, 9, 10, 11, 18, 34, 51, 52, 53, 59) и в 2 скважинах (9, 20) - боковым грунтоносом.

В оперативном подсчете запасов за 2017 год использованы данные по кернам, которые были отобраны колонковым буром и снарядом «Недра» в 10 скважинах (9БИС, 62, 66, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 81).

Всего керн отобран в 22 скважинах, из них на северо-западном крыле – в 9 скважинах (4, 9, 9БИС, 10, 11, 59, 76, 77, 81), на юго-западном крыле – в 9 скважинах (20, 34, 51, 52, 53, 72, 73, 74, 75), на северо-восточном крыле – в 2 скважинах (2, 18), на юго-восточном крыле – в 2 скважинах (62, 66). Всего проанализировано 166 образца. Специальный анализ по определению коэффициента вытеснения нефти водой выполнен в скважинах 76, 77, 81 лабораторией ТОО «Везерфорд – КЭР». По результатам исследований при эксперименте ОФП (нефть-вода) для пород с Кпр=1,66-2135*10-3мкм², значение Кно составляет 0,13-0,29 доли ед., Кво составляет 0,213-0,421 доли ед., коэффициент вытеснения нефти водой от 0,514 до 0,846 доли ед.

Всего по месторождению физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 75 проб из 16 скважин.

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

Исследованиями нефти охарактеризованы: на северо-западном крыле горизонты Т2-І (пласт А) – 2 пробами из одной скважины, Т2-І (пласт В) – 24 пробами из 5 скважин, Т2-ІІ – 12 пробами из 3 скважин, Т2-ІІІ - 7 пробами из 2 скважин, Т2-V – 3 пробами из 2 скважин и на юго-западном крыле горизонт Т2-І пласт В – 27 пробами из 3 скважин.

Свойства нефти горизонтов сильно отличаются: по плотности от особо легких до тяжелых, по содержанию смол – малосмолистые и смолистые, по содержанию серы – все нефти малосернистые, по содержанию парафина - малопарафинистые и высокопарафинистые, по вязкости – высоковязкие.

Не изучены свойства нефти горизонта Т2-ІV на северо-западном крыле, горизонта І3-І на юго-восточном крыле.

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам лабораторных исследований 14 проб из 8 скважин.

На северо-западном крыле горизонт Т2-І (пласт В) охарактеризован 4 пробами из 2 скважин, Т2-ІІ – 5 пробами из 3 скважин и на юго-западном крыле горизонт Т2-І пласт В – 4 пробами из 2 скважин.

На юго-западном крыле: 2 пробы из скважины 73 от 07.07.2007г (гор.Т2-І пласт В) из-за низкого давления насыщения (0,58-0,63 МПа) признаны некондиционными. На северо-западном крыле одна пробы из скважины 92 (гор.Т2-ІІ блок VI) отнесена к некондиционной из-за низкого давления насыщения (0,823 МПа), тогда как в остальных 3 пробах давление насыщения 2,22-2,59 МПа. Некондиционные пробы не учитывались в средних значениях.

Не освещены пробами нефти горизонты Т2-І (пласт А), Т2-ІІІ, Т2-ІV, Т2-V северо-западного крыла и горизонт І3-І юго-восточного крыла.

На месторождении Кемерколь, проведено 12 гидродинамических исследований МУО и КВД в 6 скважинах (№№ 73, 75, 77, 81, 83, 84). Тем не менее, объем проводимых исследований не позволяет в достаточной мере проводить оценку энергетического состояния, текущей продуктивности скважин. Поэтому в дальнейшем необходимо обеспечить охват всего фонда скважин замерами пластового и забойного давления; проведением гидродинамических исследований; проводить ГИС-к по определению профиля притока/приемистости; отбирать и изучать пробы нефти и пластовой воды в глубинных и поверхностных условиях. Особенно это относится к горизонтам, где исследования отсутствуют. Все виды исследований необходимо проводить с периодичностью, согласно требованиям п.333-337 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Все скважины действующего фонда эксплуатируются механизированным способом с применением винтового насоса.

На дату анализа коэффициент эксплуатации скважин составил 0,976, коэффициент использования фонда скважин - 0,923 д.ед.

В целом по месторождению скважины работающие с дебитом по нефти меньше 5 т/сут составили 8 ед. или 67% от действующего фонда, с дебитом от 5 до 10 т/сут работают 3 ед. (25%) и одна скважина с дебитом от 11-15т/сут (8%). По одной скважине работают с обводненностью до 10 % и от 35 до 40%, три скважины работают в диапазоне 60-80%, и 80-95% и четыре скважины в диапазоне 96-100%.

Одним из основных осложнений при эксплуатации скважин является высокий темп обводнения продукции добывающих скважин. Низкие дебиты по нефти и высокие значения обводненности продукции скважин юго-западного крыла обусловлены свойствами добываемой нефти в пластовых условиях, характеризующимися более высокой вязкостью по сравнению со свойствами нефти в пластовых условиях северо-западного крыла. Для обеспечения высокой эффективности работ по ограничению водопритока и поддержания планируемых уровней добычи нефти на месторождении необходимо проведение лабораторных исследований по подбору изолирующих композиций и применение новых составов и технологий.

Исходя из проведенного анализа, разработка месторождения характеризуется недостаточной эффективностью системы разработки. В дальнейшем, в процессе разработки, недропользователю необходимо продолжить изучение геологического строения месторождения и физико-химических свойств флюидов, насыщающих продуктивные породы.

1.5.2. Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки

1.5.2.1. Обоснование выделения объектов разработки

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

Месторождение Кемерколь имеет сложное геологическое строение, характеризующиеся мелкоблоковым строением, установлена нефтеносность триасовых отложений.

С учетом геолого - литологического строения, термобарической характеристики продуктивных горизонтов и физико-химической характеристики нефти, учитывая сложившееся состояние разработки в данной работе выделение эксплуатационных объектов на месторождении следующее:

- I объект – гор. Т2-І пл.А (блок VI) Северо-западного крыла;
- II объект – горизонт Т2-І пл.В (блок III, VI) Северо-западного крыла;
- III объект – горизонт Т2-ІІ (блок IV, VI) Северо-западного крыла;
- IV объект – горизонт Т2-ІІІ (блок III) Северо-западного крыла;
- V объект – горизонт Т2- V (блок I) Северо-западного крыла;
- VI объект – горизонт Т2-І пл.В (блок I) Юго-западного крыла.

Основываясь на нынешнем знании геологии и анализе текущего состояния разработки, в качестве основных факторов, рассматриваемыми в качестве критериев объединения залежей в один эксплуатационный объект явились такие, как срок совместной промышленной разработки, схожесть типа залежей, величины запасов нефти, характер насыщения, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.

1.5.2.2. 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...», «Регламента составления проектов...», опыта реализации запроектированной на месторождении системы разработки, оценки эффективности применяемой на месторождении технологии, результатов промышленной разработки месторождения, а также геолого-физических условий, характеризующихся незначительной глубиной залегания, высокой вязкостью пластовой нефти, различной энергией законтурной зоны, тектонической изолированностью и высокой неоднородностью коллекторских свойств. Расчетные варианты технологических показателей базировались на фактическом состоянии разработки. Дальнейший подбор вариантов зависел от оптимизации реализуемого варианта. При составлении вариантов учтены в основном имеющиеся эксплуатационные скважины и их техническое состояние.

В настоящее время промышленная разработка осуществляется согласно III варианту «Проекта разработки месторождения...».

В соответствии с «Регламентом на составление проектных технологических документов...» (РД 39-0147035-207-86) в качестве базового варианта рекомендовано рассматривать продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки.

Вариант разработки месторождения на естественном режиме не рассматривался, в связи с рекомендациями РД 39-0147035-207-86, кроме того известно, что естественный режим обеспечивает низкую нефтеотдачу и является менее эффективным, по сравнению с вариантами заводнения. Поэтому дальнейшие исследования по выбору варианта были направлены на оптимизацию и выбор элементов базового варианта, с учетом существующего положения по системе ППД.

Рассмотрены три варианта разработки, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин, а также запланированным ГТМ в 3 варианте.

1 вариант:

В данном варианте, планируется эксплуатация объектов, с учетом существующего состояния, без бурения дополнительных скважин.

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92. Запланирован ввод из консервации скважин R101 R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме;

V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку. Необходимо отметить, что данный объект на текущий момент эксплуатируется с ППД, осуществляется закачка скважиной 45Н, и начиная с 2026 года в закачке будут участвовать уже 2 скважины – 45Н и 95.

2 вариант:

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение доб.скв 105 в 2024 году;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме;

V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку.

3 вариант:

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение добывающей скважины 105 в 2023 году;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме, с проведением опытно-промышленного испытания новой технологии по повышению нефтеотдачи, а именно прогреве пласта, в скважине 9БИС. Предлагается использовать электродный нагреватель, который предназначен для тепловой обработки призабойной зоны вертикальных скважин с высоковязкой нефтью. В 2024 году запланирована к бурению добывающая скважина 106;

V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку.

Как видно из описания, данный вариант идентичен варианту 2, единственным различием является проведение мероприятия по интенсификации притока, заключающиеся в прогреве пласта на IV объекте , в скважине 9БИС, в 2025 году.

Недропользователю в процессе дальнейших работ на месторождении рекомендуется:

• с целью перевода запасов УВ из категории С2 в промышленную категорию С1:

на Юго-Восточном крыле в горизонте J3-I в скважине 62 провести опробование и отбор проб флюидов;

на Северо-Западном крыле рекомендуется:

- Рекомендуется бурение оценочной скважины 107, в IV объекте (горизонт Т2-III) юго западнее от скважины R-104.

- в горизонте Т2-I пласт А в блоке VI рекомендуется пробурить скважину в неизученной части залежи;

- в горизонте Т2-I пласт В блок IV в скважине 101 провести опробование и отбор проб флюидов;

- в горизонте Т2-III блок II в скважине R-102, и в блоке III в проектных скважинах R-105 и R-106 провести испытание и отбор флюидов;

- в горизонте Т2-IV блок I в скважинах 76 или 76Б провести испытание и отбор флюидов;
- на Южном крыле в горизонте Т2-I блок I/ в скважине 95 провести испытание и отбор флюидов;
- по результатам дополнительно пробуренной скважины R-104 на Северо-Западном крыле в горизонте Т2-III блок IV выделяется новая нефтяная залежь, доказанная результатами опробования и отбором поверхностных проб нефти, в дальнейшем необходимо пересчитать запасы по данному горизонту;
- при вскрытии водонасыщенных коллекторов изучить пластовые воды;
- при бурении новых скважин (R-105, R-106) отобрать керн и провести полный комплекс стандартных и специальных исследований;
- выполнить в полном объеме исследовательские работы (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и т.д) по всем скважинам;
- провести гидропрослушивание в скважинах в целях отслеживания гидродинамической связи между блоками.

1.5.2.3. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

На месторождении, по утвержденному проекту разработки, осуществляется поддержание пластового давления, в скважине 45н, на VI объекте разработке.

Необходимо отметить, что согласно ранее утвержденному проекту разработки, закачка должна была также осуществляться на объекте II, и было запланирован перевод 2 скважин под ППД, в 2021 и 2022 годах. Данное проектное решение не было осуществлено.

1.5.2.4. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки месторождения

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

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

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

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

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

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

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$ – суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используют формулу:

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

где

τ – время работы скважин;

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

n – общее число скважин (добычающих и нагнетательных);

P_{ch} – забойное давление на нагнетательных скважинах;

P_{ce} – забойное давление на добывающих скважинах;

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

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

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

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

где

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

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

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

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

где

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

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

Объем закачки вытесняющего агента:

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

где

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

ε_3 – теряемая доля закачиваемого агента.

1.5.2.5. Обоснование охвата процессом вытеснения, количества резервных скважин

Под коэффициентом охвата процессом вытеснения понимается отношение порового объема пласта, охваченного процессом фильтрации, ко всему поровому объему пласта:

$$K_{oxb.} = K_1 * K_2$$

где K_1 – коэффициент охвата сеткой проектных скважин, д.ед.

K_2 – коэффициент вытеснения нефти водой, д.ед.

Коэффициент охвата сеткой скважин K_1 определяется по известной зависимости:

$$K_1 = e^{\alpha S'}$$

где:

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2}$$

w – доля общей площади продуктивного пласта, занятая неколлектором, д.ед.;

d – линейный размер хаотического изменения коллекторских свойств пластов, км;

S' – площадь приходящаяся на одну скважину, км².

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

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

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промышленной 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 постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по постутилизации 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 МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней 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 четырёх категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

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

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

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

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

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

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

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	площадь воздействия до 1 км ² , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	площадь воздействия до 10 км ² , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный (3)</i>	площадь воздействия от 10 до 100 км ² , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	площадь воздействия более 100 км ² , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
<i>Многолетний (постоянный) (4)</i>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительный (1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабый (2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренный (3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
<i>Сильный (4)</i>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Низкая (1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточноНизка (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 узаконенный предел.
Высокая (28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки накомпонент природной среды или отмечается 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>Ограниченнное</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабое</u> 2		
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3		
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4	28 - 64	Воздействие высокой значимости

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

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

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

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

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

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

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Точечное (1)	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
Локальное (2)	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
Местное (3)	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

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

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

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

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

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

1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду

Современный общественный менталитет сформировал представления о том, что одним из важнейших моментов воздействия на окружающую среду хозяйственной деятельности является его

минимальность, не ведущая к значимому ухудшению существующего положения ни для одного элемента экосистемы, и сохранение существующего биоразнообразия.

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

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.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности пластов, их неоднородности.

Все варианты рассчитывались с начала разработки до достижения технологического КИН, рентабельные сроки разработки установлены по экономическим критериям. В каждом варианте начало прогноза технологических показателей разработки 2023 год.

В проекте предусмотрены три варианта разработки, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин, а также запланированным ГТМ в 3 варианте. При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, **рекомендуемый вариант разработки 3**, характеризуется наилучшими показателями.

3 вариант (рекомендуемый):

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение добычающей скважины 105 в 2023 году;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добычающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме, с проведением опытно-промышленного испытания новой технологии по повышению нефтеотдачи, а именно прогреве пласта, в скважине 9БИС. Предлагается использовать электродный нагреватель, который предназначен для тепловой обработки призабойной зоны вертикальных скважин с высоковязкой нефтью. В 2024 году запланирована к бурению добычающей скважина 106;

V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываемая будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку.

Как видно из описания, данный вариант идентичен варианту 2, единственным различием является проведение мероприятия по интенсификации притока, заключающиеся в прогреве пласта на IV объекте , в скважине 9БИС, в 2025 году.

Недропользователю в процессе дальнейших работ на месторождении рекомендуется:

- с целью перевода запасов УВ из категории С2 в промышленную категорию С1:

на Юго-Восточном крыле в горизонте J3-I в скважине 62 провести опробование и отбор проб флюидов;

на Северо-Западном крыле рекомендуется:

- Рекомендуется бурение оценочной скважины 107, в IV объекте (горизонт Т2-III) юго западнее от скважины R-104.

- в горизонте Т2-I пласт А в блоке VI рекомендуется пробурить скважину в неизученной части залежи;

- в горизонте Т2-I пласт В блок IV в скважине 101 провести опробование и отбор проб флюидов;

- в горизонте Т2-III блок II в скважине R-102, и в блоке III в проектных скважинах R-105 и R-106 провести испытание и отбор флюидов;

- в горизонте Т2-IV блок I в скважинах 76 или 76Б провести испытание и отбор флюидов;

на Южном крыле в горизонте Т2-I блок I/ в скважине 95 провести испытание и отбор флюидов;

- по результатам дополнительно пробуренной скважины R-104 на Северо-Западном крыле в горизонте Т2-III блок IV выделяется новая нефтяная залежь, доказанная результатами опробования и отбором поверхностных проб нефти, в дальнейшем необходимо пересчитать запасы по данному горизонту;
- при вскрытии водоносных коллекторов изучить пластовые воды;
- при бурении новых скважин (R-105, R-106) отобрать керн и провести полный комплекс стандартных и специальных исследований;
- выполнить в полном объеме исследовательские работы (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и т.д) по всем скважинам;
- провести гидропрослушивание в скважинах в целях отслеживания гидродинамической связи между блоками.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и поступилизацию объекта) ТОО «АП- Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы. Бурение добывающих скважин предусмотрено на 2023-2024 годы. Вывод из консервации скважин предусмотрены на 2023-2026 годы.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

- 1 вариант – 2023 - 2055гг
- 2 вариант – 2023 - 2055 гг.
- 3 вариант – 2023-2056гг.

Рентабельный период по вариантам составил: 3 вариант – 2023-2056гг.

Попутный газ на месторождении Кемерколь используется на собственные технологические нужды, в качестве топлива для печи подогрева нефти Недропользователем на месторождении разработана рабочая программа, в которой оценена текущая потребность предприятия в объемах попутного газа на собственные нужды. (Протокол РГ МЭ РК об утверждении программы № 1 от 25.05.2022 г.). Согласно данной представленной программы, за период 25.05.2022-31.12.2022 г и 2023 года планируется утилизация сырого газа на 100%.

Основными источниками потребления сырого газа на месторождении являются:

- 1) Печь УН-02 №1;
- 2) Печь УН-02 №2;
- 3) Печь ППТ-02 основная;
- 4) Печь ППТ-02 резерв;
- 5) Котел Ферроли NC-400;
- 6) Котел Ферроли NC-140.

После утверждения проекта разработки будет составлена новая программа утилизации газа, сроком на 3 года.

Как видно из ниже приведённой таблицы, весь объём сырого газа запланирован к использованию на собственные нужды. С учетом наличия резервного оборудования, время на ППР и ТО не закладывается.

Год	Добыч а сырого газа, м ³	Использование сырого газа на собственные технологические нужды, м ³							Технологически неизбежное сжигание сырого газа, м ³				Утилиза ция сырого газа, %
		УН-02 №1	УН-02 №2	ППТ-02 (основная)	ППТ-02(резерв)	Котел Ферроли NC-400	Котел Ферроли NC-140	Всего	V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	
2023	331 052	0	61 964	190 680	0	0	78 408	331 052	0	0	0	0	100
2024	425 423	0	83 255	263 760	0		78 408	425 423	0	0	0	0	100
2025	428 309	0	84 460	265 440	0		78 408	428 309					100

Характеристика показателей эксплуатации скважин

Эксплуатация УШГН. УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и средне дебитных скважинах ($2,5 \text{ м}^3/\text{с} \times 80 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 2300 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), не дефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса 0,8-1,0. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $\text{р}_{\text{пр}} > 0,35 - 0,7 \text{ МПа}$. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости до $200 \text{ МПа}\cdot\text{s}$ и содержании песка до 10 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравновешивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравновешиванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п. Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошипы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Эксплуатация УШВН. Преимуществом УШВН с верхним приводом по сравнению с УШГН являются: простота конструкции и малая масса привода; отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки; простота транспортировки, монтажа и обслуживания; возможность откачки жидкостей высокой вязкости ($> 200 \text{ МПа}\cdot\text{s}$), с повышенным содержанием газа (до 50 % свободного газа на приеме насоса) и механических примесей (до 400 мг/л); уравновешенность привода; постоянство нагрузок, действующих на штанги; равномерность потока жидкости; снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя; минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость; отсутствие клапанов в скважинном насосе.

ВШНУ рекомендуется применять для откачки жидкости дебитом $3 - 100 \text{ м}^3/\text{сутки}$ с напором до 1500 м. Регулирование подачи насоса ограничено изменением числа оборотов ротора. К.п.д. установки составляет 50-70 % при давлении на приеме насоса $\text{р}_{\text{пр}} < 0,7 \text{ МПа}$. Эксплуатационные затраты ВШНУ зависят от долговечности эластомера статора.

Недостатком ВШНУ является заклинивание ротора при повреждении эластомера.

Системе сбора и подготовки нефти

Рабочее и статическое давление в скважине замеряются манометром, смонтированным на буфере, а давление в затрубном пространстве по манометру на одном из отводов крестовины трубной головки.

Продукция со скважин №77,81,82, 83, 84, 92, 93 из северо-западного крыла (СЗК) по выкидными трубопроводами Ø89мм поступает на площадку БГ-500/СЗК где имеется возможности индивидуального замера дебита скважины и далее по промысловому коллектору Ø159мм перекачивается на площадку БГ-500/УПН винтовыми насосами для мультифазной среды, МФН.

Индивидуальный замер осуществляется с применением счетчика жидкости СКЖ установленный на линий Ду89 проложенный от байпасных линий выкидных труб из каждой скважин до 160м3. замерной емкости. Также предусматривается установить СКЖ на выкидных линиях на каждой скважине.

Продукция скважин №20,73,75 и 95 с Юго-Западного крыла (ЮЗК) подается по выкидным линиям от каждой скважины через счетчики СКЖ на БГ-500/ЮЗК и далее на БГ-500/УПН. (схема обустройства системы сбора и УПН).

Описание технологии подготовки нефти на УПН

Продукция всех скважин из приемного блока гребенки БГ500/УПН направляется с добавлением деэмульгатора Диссолван из БР в подогреватель нефти УН-02, где осуществляется предварительный подогрев для улучшения технологических процессов подготовки. Далее подогретый флюид поступает в трехфазный сепаратор ТФС-40 (см. чертеж ТФС40) со сбросом воды, где происходит разделение нефти, газа и воды. Флюид на входе ТФС, ударяясь об отбойник (О) разделяется на 2 фазы (газ и жидкость). При этом газ поднимается и скапливается в верхней части внутри ТФС и через регулятор давления (Б) подается после вертикального газового

сепаратора к горелкам печей подогрева и на факел для аварийного сжигание газа. На линиях печей подогрева и аварийного сжигания монтируется отдельные газовые счетчики для учета газа.

В 1 отсеке ТФС разделение нефти и воды происходит за счет разности их удельного веса, капельки воды оседает вниз 1 отсека. Уровень роста пластовой воды контролируется с помощью наружного уровнемера (Ж) и при достижении установленного уровня роста в технологическом регламенте работы УПН сбрасывается с нижней части 1 отсека в подземную 160м³ дренажную емкость для подготовки промысловых сточных вод.

Нефть с остаточным содержанием воды из 2 отсека ТФС направляется в горизонтальный отстойник ОГ1 для глубокой очистки (см. чертеж ОГ), где водонефтяная эмульсия через входной запорной арматуры А1 поступает в перфорированный коллектор Ду324 ПК-400x50, находящихся в нижней части отстойника. Выходящая через отверстия тонкими струйками водонефтяная эмульсия поступает под слой пластовой воды. Капельки воды, содержащиеся в эмульсии, контактируют с пластовой водой, имеющейся в аппарате, укрупняются, и оседает вниз. Отделившаяся от нефти пластовая вода через переливное устройство (Г) сбрасывается в систему подготовки промысловых сточных вод. Для определения уровня раздела фаз отстойник оборудован уровнемером. Межфазный уровень в отстойнике нефти поддерживается с помощью регулирующей задвижки Ду89 путем изменения количества сбрасываемой воды.

Также из обводненной нефти выделяется часть газа, находящегося в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер сбрасывается в сборную сеть.

Для отбора проб жидкости на выходе отстойника имеется поворотный кран пробоотборника (ПО). Как и любой сосуд, работающий под давлением, отстойник оборудуется запорной арматурой, манометрами для измерения избыточного давления и пружинными предохранительными клапанами для защиты от недопустимого превышения давления.

Нефть, имеющая меньший удельный вес отделившаяся от пластовой воды всплывая вверх, поступает нефтеуборник и выводится из ОГ1 через выход (В) в отстойники нефти (ОН-1, ОН-2 и ОН-3) по очередном их заполнением и с добавлением пресной воды в смесителе пресной воды. Вода для обессоливания подается на смеситель из пожарной емкости с помощью центробежного насоса.

В отстойниках нефти ОН-1, ОН-2 и ОН-3 по мере их поочередного заполнения происходит окончательное отделение нефти от остаточной пластовой воды и пресной воды с обессоливанием нефти, которая осуществляется с применением отдельного подогревателя УН-0,2 для рециркуляций с помощью центробежного насоса. После отстоя и слива воды отбирается из отстойника проба нефти для анализа. При положительном результате лабораторного хим. анализа товарная нефть транспортируется с помощью центробежного насоса в накопительные емкости №6, 7, 8, 9 для окончательного отстоя. Далее после необходимого времени отстоя с дополнительным сбросом воды и окончательного химического лабораторного анализа загружается насосами в автоцистерны для сдачи покупателям.

Вода, отделившаяся в ТФС-40, ОГ, ОН и ЕТН 1-6 собирается в подземной дренажной емкости ПД-160м³, где происходит предварительная очистка пластовой воды от механических примесей и взвешенных частиц с пленками нефтяной эмульсий с использованием емкости 16м³. (ЕПН 16.)

Далее пластовая вода откачивается с помощью вертикального насоса НВ-50/50 в 2 емкости для пластовой воды и с помощью насоса НВ-125 через счетчики жидкости направляется в нагнетательные скважины ЮЗК И СЗК.

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 за период строительства скважин

За период строительно-монтажных и подготовительных работ

Источник №6001 – земляные работы;

Источник №6002 - участок сварки.

За период бурения скважин:

Организованные источники

Источник №0001 – дизельный двигатель «G12V190PZLG»;

Источник №0002-0003 – дизельный двигатель «CAT3512 DITA»;

Источник №0004 – дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»;

Источник №0005 – дизельный генератор (резервный);

Источник №0006 – цементировочный агрегат, «ЦА-320М»;

Источник №0007 – передвижная паровая установка (ППУ).

Неорганизованные источники

Источник №6003 – емкость для хранения дизельного топлива;

Источник №6004 – насос для перекачки дизельного топлива;

Источник №6005 – емкость для хранения масла;

Источник №6006 – блок приготовления бурового раствора.

За период испытания скважины

Организованные источники

Источник №0008 – дизельный двигатель при освещении;

Источник №0009 – дизельный двигатель ЯМЗ-238;

Источник №0010 – факельная установка;

Неорганизованные источники

Источник №6007 – площадка налива нефти;

Источник №6008 – устье скважины.

В целом по месторождению при строительстве скважины выявлено: 18 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 10, неорганизованных – 8.

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины составит: 12.00326043 г/сек и 98.361396 т/период.

Источниками выбросов при выводе и консервации скважин являются:

Неорганизованные источники:

Источник №6009 – участок сварки;

Источник №6010 – погрузочно-разгрузочные работы;

Источник №6011 – разработка грунта эскаватором;

Источник №6012 – разработка грунта бульдозером;

Источник №6013 – емкость для хранения дизельного топлива;

Источник №6014 – насос для перекачки дизельного топлива;

Источник №6015 – емкость для хранения масла;

Источник №6016 – емкость для сбора шлама.

Организованные источники:

Источник №0011 – дизельный двигатель при освещении;

Источник №0012 – дизельный двигатель БУ ZJ-20;

Источник №0013 – цементировочный агрегат ЦА-320М;

Источник №0014 – дизельгенератор (резерв.);

Источник №0015 – сварочный агрегат.

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

За период вывода из консервации скважин ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: от 1 скважины – 1.103831686 г/сек и 3.158050477 т/период.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации являются:

Вахтовый поселок

Организованные источники

Источник №0001- ДЭС, мощностью 508 кВт

Неорганизованные источники

Источник №6001 - Емкость для дизтоплива

Источник №6002 - Емкость для масла

Источник №6003 - Насос для перекачки дизтоплива

ПССН:

Организованные источники

Источник №0002 - ДЭС, мощностью 20 кВт;

Источник №0003 - Котел Ферроли NC-140;

Источник №0004 - Котел Ферроли NC-400;

Источник №0005 - Печь УН-02 №1;
Источник №0006 - Печь УН-02 №2;
Источник №0007, Печь ППТ-02 основная;
Источник №0008, Печь ППТ-02 резерв.;
Источник №0009 - Сварочный агрегат АДД-4004МУ1;
Источник №0010 – Факел (аварийный)

Неорганизованные источники

6004 - Блок реагентов;
6005 - Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ;
6006 - Газовый сепаратор;
6007-6008 - Горизонтальный отстойник нефти;
6009 - Дренажная емкость;
6010-6028 - Резервуары для нефти;
6029 - Буферная емкость для пластовой воды;
6030 - Вертикальный сепаратор для нефти;
6031-6032 - Емкость для дизтоплива;
6033-6036 - Насос для налива нефти;
6037-6038 - Мультифазный насос ;
6039-6042 - Нефтеналивной стояк АСН-100;
6043 - Отстойник для воды ОГЖФ;
6044 - Насос для закачки пластовой воды;
6045 - Сварочный пост.

Площадка скважин:

Неорганизованные источники

6046 - Выкидные линии;
6047-6058 - Устье скважин;
6059-6070 - Резервуары для нефти;
6071 – АГЗУ;
6072-6073 - Дожимной мультифазный насос;
6074 - Дренажная емкость.

В целом по месторождению при эксплуатации выявлено: 84 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 10, неорганизованных – 74.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2025 год) – 16.8336673 г/сек и 317.5236871 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 бурении и испытании добывающих и оценочных скважин

Код загр. вещества	Наименование вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)
							от 1-ой скважины			от 4-х скважин
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.006	0.00388	0.006	0.01552
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000516	0.000334	0.000516	0.001336
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.622241484	11.844953904	1.622241484	47.379815616
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.628374484	15.06950721	0.628374484	60.27802884
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.7788636	6.04935433	0.7788636	24.19741732
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.4565	8.261	1.4565	33.044
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000120882	0.00158037	0.000120882	0.00632148
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4.711836	42.9435733	4.711836	171.7742932
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000421	0.000272	0.000421	0.001088
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	0.00185	0.001198	0.00185	0.004792
0410	Метан (727*)				50		0.0269709	0.559268582	0.0269709	2.237074328
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.007225	0.1687	0.007225	0.6748
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.0359704	0.1747	0.0359704	0.6988
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00003489	0.000815	0.00003489	0.00326
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00001096	0.000256	0.00001096	0.001024
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00002193	0.000512	0.00002193	0.002048
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.159784	0.90814	0.159784	3.63256
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.159784	0.90814	0.159784	3.63256
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)			0.05		0.0000013	0.0001463	0.0000013	0.0005852	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в		1			4	1.6536876	9.992267	1.6536876	39.969068

2908	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3		0.753046	1.472798	0.753046	5.891192
В С Е Г О:											
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)											

Таблица 1.8-2. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при выводе из консервации скважины

Код ЗВ	Н а и м е н о в а н и е загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
							от 1-ой скважины	от 4-х скважин			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00208	0.00267	0.00208	0.01068	0.06675
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.000179	0.00023	0.000179	0.00092	0.23
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	0.0872494	0.773048596	0.0872494	3.092194384	493.716835
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.2504405817	0.209159428	0.2504405817	0.836637712	53.4859905
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.031629859	0.259597835	0.031629859	1.03839134	25.1919567
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.0750666665	0.08055	0.0750666665	0.3222	61.611
0333	Сероводород (Лигидросульфид) (518)		0.008			2	0.002775438	0.023676424	0.002775438	0.094705696	2.959553
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.0916238564	0.29596334	0.0916238564	1.18385336	5.43198778
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0001458	0.0001875	0.0001458	0.00075	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	0.000642	0.0033	0.0275
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00259734	0.02220183	0.00259734	0.08880732	0.00088807
0410	Метан (727*)				50		0.014713653	0.125159028	0.014713653	0.500636112	0.00250318
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.00374334	0.032002212	0.00374334	0.128008848	0.00213348
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.0918669	0.2451217975	0.0918669	0.98048719	0.01465868
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.010998	0.0747	0.010998	0.2988	0.00249

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00014367	0.0009762	0.00014367	0.0039048	0.009762
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00004515	0.0003066	0.00004515	0.0012264	0.001533
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.0000903	0.0006132	0.0000903	0.0024528	0.001022
0703	Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.05	0.000001		1	0.00007505	0.000033889	0.000007505	0.000135556	33.889
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)			0.01		2	0.075066665	0.308055	0.075066665	1.23222	30.8055
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.0000073	0.00001625	0.000292	0.00146
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.0892383114	0.1950995975	0.0892383114	0.78039839	8.682912
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	0.273472	0.5078	0.273472	2.0312	5.078
В С Е Г О :							1.103831686	3.158050477	1.103831686	12.632201908	721.250935

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 разработке месторождении Кемерколь (2025 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
0123	Железо (II, III) оксиды (дийЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,00297	0,00535	0,13375
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)			0,01	0,001	2	0,0002556	0,00046	0,46
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0,2	0,04	2	2,272493	27,64692096	191,173024
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0,4	0,06	3	2,2889362	27,0242575	117,070958
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0,15	0,05	3	1,303598	10,91345064	18,2690128
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0,5	0,05	3	1,348951	22,3906223	47,812446
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0,008		2	0,006419114	0,26844308	33,5553846
0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)			5	3	4	4,326164	27,9054564	2,63515213
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)			0,02	0,005	2	0,0002083	0,000375	0,075
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция			0,2	0,03	2	0,000917	0,00165	0,055

	фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/ (615)								
0402	Бутан (99)		200		4		0,026877	3,901069	0,00450535
0403	Гексан (135)		60		4		0,003675	0,1171241	0,00195207
0405	Пентан (450)		100	25	4		0,0132153	0,43617155	0,01744686
0410	Метан (727*)			50			2,112216	22,47987769	0,04959755
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15		4		0,0225326	0,7449961	0,0496641
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50			1,4666304	98,1908518	1,76381704
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30			0,118272	50,8654356	1,02884785
0602	Бензол (64)		0,3	0,1	2		0,001543	0,4028	4,028
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2		3		0,0004852	0,1267	0,6335
0621	Метилбензол (349)		0,6		3		0,0009703	0,2532	0,422
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01	2		0,039263	0,20349	20,349
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01	2		0,039263	0,20349	20,349
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)			0,05			0,00001625	0,000073	0,00146
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1		4		1,437407	23,4407224	3,4407224
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %. 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1	3		0,000389	0,0007	0,007
В С Е Г О :							16.8336673	317.5236871	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 составляют:

дизельного топлива – $Q = 41,32 \text{ т.}$;

бензина – $Q = 19,28 \text{ т.}$

Расчет выбросов вредных веществ произведен в соответствии с требованиями «Правилам 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:

$$P = Q * K_i$$

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 СМР, бурении, испытании и расконсервации: 18,2172461 тонн;
- При эксплуатации: 151,120337 тонн.

Согласно ст.202.п.17 Экологического Кодекса нормативы допустимых выбросов о передвижных источниках (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 соответствие 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 выбросах и представлены в Приложении 1.

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

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

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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Снабжение питьевой водой буровых бригад, находящихся в степи, осуществляется привозной водой в 1 л бутылях блоками со ст. Мукур или Жантекер. Воду будут поставлять согласно договора подрядные организации. Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйствственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209.

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

Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная. Для хранения воды питьевого качества предусмотрена емкость объемом 5,0 м³.

Максимальное количество человек, проживающих на территории лагеря, составляет 10 человек. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Вода для технических нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Для технических нужд вода будет предоставляться подрядными организациями по договору со ст. Мукур или Жантекер.

Вывоз сточных вод осуществляется согласно договору №042-АПНО/18 от 21 февраля 2018 года с ТОО «Макаттехсервис». Для хранения технической воды проектом предусмотрен резервуар емкостью 50 м³

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 строительстве 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	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

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	
				м ³ /сут.	м ³ /год	м ³ /сут.	м ³ /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 очищаться, 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 выбранной 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 максимальное 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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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-магниевые. 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 () - 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 флюктуации, 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 производится 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 нефтегазопроявлений. 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 рецептур буровых растворов при циркуляции в необсаженной части ствола скважины;

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

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

• 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, ввиду 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 отмечается в период от 1 до 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

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

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

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным мар- шрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти,

нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;

- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефте- продуктами и другими загрязнителями; неуконосительное 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 проникаемых пород и дневной поверхности;

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

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

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

- проведение мониторинга недр на месторождении.

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

Оценка воздействия на растительность

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

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

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

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

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

• Загрязнение растительности. 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 месторождении на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечается в период от 1 до 3 лет;

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

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

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

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

Факторы воздействия на животный мир

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

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

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

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

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

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площасти местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

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

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

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 сбираться, 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 № КР 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.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при разработке месторождения являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- отработанные масла;
- металломолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные масляные фильтры;
- отработанные автошины;
- отработанные люминисцентные лампы;
- использованная и пустая тара;

Отработанные масла образуются после истечения срока годности и в процессе эксплуатации находящегося на балансе предприятий автотранспорта, а также в процессе замены индустриальных масел в металлообрабатывающем оборудовании. По мере образования отработанные масла накапливаются в герметичных емкостях. В дальнейшем отработанные масла передаются по договору в специализированное предприятие.

Промасленная ветошь. Процесс, при котором происходит образование отхода: различные вспомогательные работы, эксплуатация и ремонт станков, оборудования, спецтехники и автотранспорта. Опасным компонентом являются нефтепродукты. Раздельный сбор и хранения отходов предусматривается в специальных контейнерах и на специально отведенных площадках, с последующей передачей сторонней организацией по договору.

Огарки сварочных электродов на предприятие образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно накапливаются в контейнере. По мере накопления огарки сварочных электродов сдаются в специализированное предприятие по договору.

Твердо-бытовые отходы собираются в металлических контейнерах, установленные на бетонные покрытия. Образуются в результате непроизводственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий.

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие исчерпания ресурса времени работы в процессе освещения открытых площадок, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя люминесцентные лампы складируют в таре завода-изготовителя в специализированном помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления, отработанные люминесцентные лампы передаются по договору в специализированное предприятие.

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передается специализированным предприятиям. Хранится в металлических контейнерах и передается в специализированное предприятие.

Отработанный буровой раствор образуется при бурении скважин. По мере образования хранится в металлических контейнерах и передается специализированным организациям.

Тара из-под химреагентов образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства. По мере накопления отходы передаются сторонним организациям.

Металлом на предприятие образуется при проведении ремонтно-специализированной техники, а также при списании оборудования. Лом черных металлов временно накапливается на площадках территории предприятия. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

Фильтры масляные устанавливаются в маслопроводе двигателей для очистки масла от технических примесей. Смена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

Отработанные автошины образуются в процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры. Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

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 специализированных организациях имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

Предварительный расчет количества образования отходов при бурении и расконсервации скважин

Объем бурового шлама

Расчеты прооведены согласно Методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин, утвержденный приказом МООС РК от 3 мая 2012 года № 129-е.

Объем шлама рассчитывается по формуле $V_m = V_n * 1.2$,

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

V_n - объем скважины.

Объем скважины рассчитывается по формуле: $V_n = \pi * K * R^2 * L$, где

L – интервал проходки, м;

K - коэффициент каверзности;

R – радиус скважины, м.

Объем бурового шлама $V_m = 309,31 * 1.2 = 371,17 \text{ м}^3$ или 482,52 тонн.

Как уже упоминалось, токсичные компоненты в буровом шламе отсутствуют. Он непожароопасен, в обычных условиях химически неактивен. Ограничения по транспортированию отходов отсутствуют. Буровой шлам может использоваться при строительстве внутрипромысловых дорог и буровых площадок. По мере накопления специальной емкости буровой шлам вывозится согласно договору.

Отработанный буровой раствор (ОБР)

2. Объем отработанного бурового раствора.

$$V_{обр} = 1,2 \times V_p \times R + 0,5 V_{ц},$$

где R – коэффициент потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на выбросите, пескоотделителе и илоотделителе в соответствии с РД 39-3-819-82 R = 1.052.

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с ее типом и глубиной бурения.

Тогда $V_{обр} = 1,2 \times 309,31 \times 1,052 + 0,5 \times 200 = 490,47 \text{ м}^3$ или 588,56 тонн.

Буровые сточные воды

$$V_{БСВ} = V_{обр} * 2 = 490,47 * 2 = 980,94 \text{ м}^3$$

Отработанные масла. Количество отработанного масла от буровых установок принимается, согласно Сборника методик по расчету объёмов 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.

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

Количество отработанного моторного масла составляет: $1,3 * 26 / 100 = 0,338 \text{ т}$;

Количество отработанного трансмиссионного масла составляет: $1,3 * 13 / 100 = 0,169 \text{ т}$.

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

Пустая бочкотара. Твёрдые, металлические или пластмассовые инертные емкости. Количество бочек 20 шт., вес каждой бочки 25 кг. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $M = N * m$, где N – количество тары, шт.; m – средняя масса тары, т. $M = 20 * 0,025 = 0,5 \text{ т}$. Объём образования 0,5 тонн. Подлежит передаче специализированным предприятиям для переработки.

Использованная тара. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $M = N * m$, где N – количество тары, шт; m – средняя масса тары, т. $M = 500 * 0,003 = 1,5 \text{ т}$. Объём образования использованной тары составит 1,5 т. Невозвратная тара из дерева бумаги, пластика, ткани. Подлежит размещению на полигоне твёрдых бытовых отходов по договору.

Металломолом. В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металломолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $N = n * \alpha * M$, где n – число единиц оборудования, использованного в течении года, α – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174), M – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.). $N = 10 * 0,0174 * 11,6 = 2,02 \text{ т}$. Металломолом передаётся специализированному предприятию для переработки.

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

Твёрдые бытовые отходы. Расчет объемов образования твердых бытовых отходов произведен с учётом 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 ($m^3/\text{год}$);

m – численность работающих, чел.

Количество ТБО составит:

$$M_{обр} = (0,36 \cdot 8 + 0,26 \cdot 2)/365 \cdot 365 = 3,4 \text{ т/год.}$$

Предварительный расчет количества образования отходов при эксплуатации

Металлом

Металлом транспортных средств

Количество металлома, образующегося в процессе ремонта транспортных средств, определяется по формуле:

$$N_{л} = n * \alpha * M,$$

где: $N_{л}$ – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 2 ед:

α – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,016.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 4,74.

$$N_{л} = 2 * 0,016 * 4,74 = 0,1517 \text{ т/год}$$

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется в зависимости от поступающего объема ветоши $P_{св}$ и содержания в ветоши (C_m) нефтепродукта (12 %) и влаги (C_v) (15 %) по формуле:

$$P_{отх.в} = P_{св}/(1-C_m/100-C_v/100)$$

$P_{св}$ – сухая ветошь, т;

$P_{отх.в}$ – промасленная ветошь, т;

Расчет отходов промасленной ветоши

Структура	Кол. Израсходованного обтирочного материала, кг	% содержание нефтепродуктов в отходе	% содержание воды в отходе	Отходы промасленной ветоши, тонн
1	2	3	4	5
Период пробной эксплуатации	30	12	15	0,0405

Отработанные люминесцентные лампы.

Для освещения производственных помещений и территории предприятия будут использоваться люминесцентные лампы ЛБ-20, ЛБ-40, ДРЛ-400, общее количество которых, ориентировочно составит 25 шт.

Все перечисленные лампы являются ртутьсодержащими и соответственно отработанные лампы относятся к отходам 1 класса опасности.

Расчёт образования отработанных люминесцентных ламп произведён по формуле из «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», утверждённой Приказом МООС РК № 100-п от 18.04.2008 г. Основные показатели взяты из паспортных данных по сроку службы ламп, продолжительности их работы и количеству, установленных на предприятии:

Расчёт образования отработанных люминесцентные ламп произведён по формуле:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

$$Q_{\text{рл}} = \frac{K_i * Ч_{\text{р.л.}} * C}{H_{\text{р.л.}}}$$

где:

Qрл - количество ламп, подлежащих утилизации, шт

Ki – количество установленных ламп на предприятии

Ч рл – среднее время работы одной лампы в сутки

C – количество дней работы лампы в год, 365

Hрл- нормативный срок службы одной лампы.

Расчет количества отработанных люминесцентных ламп

Наименование ламп	Расчет отработанных люминесцентных ламп					Масса отработанных ламп, т/год
	Кол-во установленных ламп на предприятии, шт	Нормативный срок службы одной лампы, час	Время работы лампы в сутки, час	Кол-во отраб. Ламп за год, шт	Масса одной лампы, кг	
T8/F-36WDL	130	10000	10	130	0,16	0,0208

Отработанные лампы будут, временно, хранится в специальном закрытом складском помещении до сдачи их на демеркуризацию.

Всего количество образования отработанных люминесцентных ламп составит – 0,0208 т/год.

Промасленные фильтры.

Фильтры масляные устанавливаются в маслопроводе двигателей для очистки масла от технических примесей. Смена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км.

Расчет ведется по формуле $Q_{\text{ф}} = (\Pi_{\text{п}} / H_{\text{п}}) \times M_{\text{ф}}$, где: Qф – общее количество отработанных фильтров на предприятии за год, тн; Пп – общий пробег по предприятию, км; Hп – нормативный пробег до замены фильтра (10 тыс.км); Mф – масса фильтра (0,0004 тн – для грузовых и 0,0002 тн – для легковых автомобилей).

$Q_{\text{ф}} = (150000 \text{ км} \times 0,0004) / 10000 + (98000 \text{ км} \times 0,0002) / 10000 = 0,0006 + 0,00196 = 0,00256 \text{ тн /год.}$

Всего объем отработанных масляных фильтров в целом по предприятию составляет – 0,00256т/год.

Отработанные автошины

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. Удельные показатели по изношенным шинам приняты для разных видов транспорта из «Сборника удельных показателей образования отходов производства и потребления», Москва 1999 г. и составляют на 10 тыс. км пробега следующие величины:

Для легковых	3,7 кг
Для грузовых	19,1 кг
Для автобусов	17,3 кг

Расчет образования изношенных шин.

№	Тип	Вид топлива	Пробег, км	Уд.вес на 10 тыс. км пробега	Итого использ. вес Бетоши, т
---	-----	-------------	------------	------------------------------	---------------------------------

1	Грузовой	Дизель	530	19,1	0,1337
2	Легковой	Бензин	320	3,7	0,0237
					0,1574

Данные по изнашиваемости шин даны для асфальтированных покрытий дорог. Для гравийных и грунтовых дорог принимается коэффициент 2, за счёт большей изнашиваемости автомобильных покрышек.

Всего количество изношенных шин в составит 0,1574 м/год.

Твердо-бытовые отходы

Расчет объемов образования твердых бытовых отходов произведен с учётом жизнедеятельности задействованного персонала: на буровых площадках – 10 человек на месторождении. Период работ составляет 365 суток. 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: $M_{обр} = (0,36 \cdot 8 + 0,26 \cdot 2) / 365 \cdot 365 = 3,4$ т/год.

*Буровые сточные воды не подлежат нормированию

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период бурение и расконсервации скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	1079,08
в том числе:		
отходов производства	-	1075,68
отходов потребления	-	3,4
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	482,52
Буровой раствор	-	588,56
Отработанное масло	-	0,507
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	3,4
Металлом, тонн	-	2,02
Огарки использованных электродов	-	0,075
Использованная тара		1,5
Пустая бочкотара		0,5

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	3,77296
в том числе:		
отходов производства	-	0,37296
отходов потребления	-	3,4
Опасные отходы		
Промасленная ветошь	-	0,0405

Люминесцентные лампы	-	0,0208
Отработанные масляные фильтры	-	0,00256
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	3,4
Металлом, тонн	-	0,1517
Использованные автошины	-	0,1574

Таблица 1.9.2-1 – Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Методы утилизации
Отработанные масла	13 02 08*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Промасленная ветошь	15 02 02*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Тара из-под реагентов	15 01 10*	Складирование в специально отведенном оборудованном месте. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Лом черных металлов	17 04 07	Сортируются и собираются в специально отведененные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Огарки электродов	12 01 13	Сортируются и собираются в специально отведененные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Коммунальные отходы	20 03 01	Хранятся в специальных металлических контейнерах. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Использованные автошины	16 01 03	Сдаются на договорной основе сторонней организации
Люминесцентные лампы	20 01 21*	Сортируются и собираются в специально отведененные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отработанные масляные фильтры	10 02 15	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Буровые отходы (БШ, ОБР)	01 05 06*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации

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 ёмкостях 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 специализированных 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 санитарными правил определяющих санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления на производственных объектах, ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 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 ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;

- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

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

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

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

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

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

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна и административно входит в состав Кызылкогинского района Атырауской области.

Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань-Актюбинск, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее, и грунтовые дороги.

Большая часть занята солонцеватыми и засоленными почвами.

На полупустынных почвах произрастают типчак, ковыль, полынь.

В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м.

Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период.

Согласно расчету рассеивания, расчетная санитарно-защитная зона составляет 500 метров для проведения проектируемых работ. Ввиду удаленности населенного пункта, намечаемая деятельность не будет оказывать негативное воздействие на жилые зоны и здоровье населения.

Учитывая, что при максимальной нагрузке рассматриваемых работ максимальные концентрации загрязняющих веществ наблюдаются непосредственно на площадке ведения работ, а на расстоянии 500 метров от крайних источников выброса суммарные концентрации загрязняющих веществ не превышают 1,0 ПДК, следовательно, можно сделать вывод о том, что негативное влияние на население рассматриваемого района исключается.

Ближайшие населенные пункты ст. Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, а районный центр – село Миялы в 120 км.

Сбросы производственных сточных вод при намечаемой деятельности отсутствуют.

Хозяйственно-бытовые сточные воды будут отводиться в септик и передаваться на очистные сооружения по Договору.

Договора будут заключаться непосредственно перед началом работ.

Намечаемая деятельность не предусматривает захоронение отходов.

Для предотвращения воздействия на здоровье персонала, задействованного на работах, сопровождающихся обильным выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух, необходимо применение средств индивидуальной защиты.

Режим использования воды и отведения сточных вод, а также вид, способ складирования и утилизации отходов (рассмотренные в соответствующих разделах) не окажут негативного влияния на здоровье населения района размещения производства.

Отходы производства и потребления будут складироваться в специальные контейнеры и передаваться по договору на утилизацию сторонним организациям.

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 пласти или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

Месторождение Кемерколь имеет сложное геологическое строение, характеризующиеся мелкоблоковым строением, установлена нефтеносность триасовых отложений.

С учетом геолого - литологического строения, термобарической характеристики продуктивных горизонтов и физико-химической характеристики нефти, учитывая сложившееся состояние разработки в данной работе выделение эксплуатационных объектов на месторождении следующее:

- I объект – гор. T2-I пл.А (блок VI) Северо-западного крыла;
- II объект – горизонт T2-I пл.В (блок III, VI) Северо-западного крыла;
- III объект – горизонт T2-II (блок IV, VI) Северо-западного крыла;
- IV объект – горизонт T2-III (блок III) Северо-западного крыла;
- V объект – горизонт T2- V (блок I) Северо-западного крыла;
- VI объект – горизонт T2-I пл.В (блок I) Юго-западного крыла.

Основываясь на нынешнем знании геологии и анализе текущего состояния разработки, в качестве основных факторов, рассматриваемыми в качестве критериев объединения залежей в один эксплуатационный объект явились такие, как срок совместной промышленной разработки, схожесть типа залежей, величины запасов нефти, характер насыщения, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.

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...», «Регламента составления проектов...», опыта реализации запроектированной на месторождении системы разработки, оценки эффективности применяемой на месторождении технологии, результатов промышленной разработки месторождения, а также геолого-физических условий, характеризующихся незначительной глубиной залегания, высокой вязкостью пластовой нефти, различной энергией контурной зоны, тектонической изолированностью и высокой неоднородностью коллекторских свойств. Расчетные варианты технологических показателей базировались на фактическом состоянии разработки. Дальнейший подбор вариантов зависел от оптимизации реализуемого варианта. При составлении вариантов учтены в основном имеющиеся эксплуатационные скважины и их техническое состояние.

В настоящее время промышленная разработка осуществляется согласно III варианту «Проекта разработки месторождения...».

В соответствии с «Регламентом на составление проектных технологических документов...» (РД 39-0147035-207-86) в качестве базового варианта рекомендовано рассматривать продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки.

Вариант разработки месторождения на естественном режиме не рассматривался, в связи с рекомендациями РД 39-0147035-207-86, кроме того известно, что естественный режим обеспечивает низкую нефтеотдачу и является менее эффективным, по сравнению с вариантами заводнения. Поэтому дальнейшие исследования по выбору варианта были направлены на оптимизацию и выбор элементов базового варианта, с учетом существующего положения по системе ППД.

Рассмотрены три варианта разработки, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин, а также запланированным ГТМ в 3 варианте.

1 вариант:

В данном варианте, планируется эксплуатация объектов, с учетом существующего состояния, без бурения дополнительных скважин.

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92. Запланирован ввод из консервации скважин R101 R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме;

V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку. Необходимо отметить, что данный объект на текущий момент эксплуатируется с ППД, осуществляется закачка скважиной 45Н, и начиная с 2026 года в закачке будут участвовать уже 2 скважины – 45Н и 95.

2 вариант:

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение доб.скв 105 в 2024 году;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме;

V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку.

3 вариант (рекомендуемый):

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение добывающей скважины 105 в 2023 году;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме, с проведением опытно-промышленного испытания новой технологии по повышению нефтеотдачи, а именно прогреве пласта, в скважине 9БИС. Предлагается использовать электродный нагреватель, который предназначен для тепловой обработки призабойной зоны вертикальных скважин с высоковязкой нефтью. В 2024 году запланирована к бурению добывающая скважина 106;

V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку.

Как видно из описания, данный вариант идентичен варианту 2, единственным различием является проведение мероприятия по интенсификации притока, заключающиеся в прогреве пласта на IV объекте , в скважине 9БИС, в 2025 году.

На месторождении, по утверждённому проекту разработки, осуществляется поддержание пластового давления, в скважине 45н, на VI объекте разработке.

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Технологические показатели вариантов разработки

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.

В основу гидродинамических расчетов положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности пластов, их неоднородности.

Все варианты рассчитывались с начала разработки до достижения технологического КИН, рентабельные сроки разработки установлены по экономическим критериям. В каждом варианте начало прогноза технологических показателей разработки 2023 год.

Схема расположения пробуренных и проектных скважин по продуктивным пластам и по вариантам показаны на графических приложениях 22-24.

В таблицах 4.1.1-4.1.14 приведены технологические показатели разработки по рекомендуемому к реализации 3 варианта по объектам разработки и в целом по месторождению Кемерколль.

По остальным расчётным вариантам технологические показатели приведены в табличных приложениях П.4.1.1-П.4.1.28.

Динамика ввода новых скважин, объемов эксплуатационного бурения, добычи нефти, жидкости, попутного газа, закачки воды, динамика фонда и средних дебитов скважин и другие показатели по рекомендуемому III варианту разработки месторождения приводятся в таблице 4.1.15.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин месторождения Кемерколь. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Выход из бд/консерв	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемимость, м ³ /сут
	всего	добыва-ющих	нагнета-тельных			добыв.	добыв.	под нагне-т	добыв.по д ликвид	нагнета-тельных	эксплуа-тацион-ный	действу-ющий	эксплуа-тацион-ный	действу-ющий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	1	1	0	2	0	0	0	0	20	15	1	1	4,26	17,6	67,4	36,8
2024	1	1	0	1	0	0	0	0	21	17	1	1	4,53	17,7	74,2	40,3
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	21	17	1	1	4,48	18,0	72,7	47,8
2026	0	0	0	1	1	2	0	0	19	16	3	3	4,59	19,3	73,5	48,4
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	19	16	3	3	4,42	19,4	70,1	49,5
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	19	16	3	3	4,26	19,8	66,8	51,5
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	19	16	3	3	4,00	19,9	62,3	52,5
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	19	16	3	3	3,80	20,2	58,7	54,1
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	19	16	3	3	3,58	20,7	54,7	56,6
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	19	16	3	3	3,31	20,8	49,9	57,4
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	19	16	3	3	3,07	21,1	45,3	59,2
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	19	16	3	3	2,85	21,4	41,2	60,6
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	14	12	3	3	3,27	23,4	44,2	62,1
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	14	12	3	3	3,13	23,9	42,4	63,6
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	14	12	3	3	3,00	24,4	40,6	65,1
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	12	10	3	3	3,03	27,8	40,8	66,6
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	12	10	3	3	2,87	28,3	38,6	68,1
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	12	10	3	3	2,70	28,8	36,4	69,5
2041	0	0	0	0	0	0	0	0	10	8	3	3	3,06	34,5	41,7	71,2
2042	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,33	39,1	61,7	147,5
2043	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,19	39,7	59,7	150,7

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2044	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,13	40,3	58,8	153,5
2045	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,02	40,9	57,3	156,5
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,88	41,5	55,2	159,7
2047	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,81	42,1	54,2	162,5
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,70	42,7	52,7	165,6
2049	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,56	43,3	50,7	168,7
2050	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,39	43,9	48,2	172,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,18	44,5	45,4	175,5
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	2,98	45,1	42,5	178,9
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	2,62	45,7	37,3	183,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	2,32	46,3	33,1	186,8
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	1,83	46,9	26,1	191,5
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	1,27	47,5	18,2	196,4

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости месторождения Кемерколь. Вариант 3

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, тыс.м ³		Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спосо-бом	всего	мех.спосо-бом		годовая	накопл	годовая	накопленная	
2023	20,9	3,6	4,9	184,7	31,4	0,079	86,4	86,4	523,1	523,1	75,8	0,3	3,9	12,7	229,8	14,7
2024	26,0	4,4	6,4	210,7	35,8	0,090	101,5	101,5	624,6	624,6	74,4	0,4	4,3	14,0	243,8	13,8
2025	26,4	4,5	7,0	237,1	40,3	0,101	106,0	106,0	730,6	730,6	75,1	0,4	4,7	16,6	260,4	15,6
2026	25,5	4,3	7,3	262,6	44,7	0,112	107,1	107,1	837,6	837,6	76,2	0,4	5,2	50,4	310,7	47,0
2027	24,5	4,2	7,5	287,1	48,9	0,122	107,7	107,7	945,3	945,3	77,2	0,4	5,5	51,5	362,2	47,8
2028	23,6	4,0	7,9	310,8	52,9	0,132	109,7	109,7	1055,1	1055,1	78,5	0,4	5,9	53,6	415,8	48,8
2029	22,2	3,8	8,0	332,9	56,6	0,141	110,6	110,6	1165,7	1165,7	79,9	0,3	6,3	54,6	470,4	49,4
2030	21,1	3,6	8,3	354,0	60,2	0,150	112,3	112,3	1277,9	1277,9	81,2	0,3	6,6	56,3	526,8	50,2
2031	19,9	3,4	8,5	373,9	63,6	0,159	114,7	114,7	1392,6	1392,6	82,7	0,3	6,9	58,8	585,6	51,3
2032	18,4	3,1	8,6	392,3	66,7	0,167	115,4	115,4	1508,0	1508,0	84,1	0,3	7,2	59,8	645,3	51,8

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2033	17,0	2,9	8,7	409,3	69,6	0,174	117,2	117,2	1625,2	1625,2	85,5	0,3	7,4	61,6	707,0	52,6
2034	15,8	2,7	8,9	425,1	72,3	0,181	118,7	118,7	1744,0	1744,0	86,7	0,2	7,6	63,1	770,0	53,1
2035	13,6	2,3	8,4	438,7	74,6	0,186	97,4	97,4	1841,4	1841,4	86,0	0,2	7,8	64,6	834,7	66,3
2036	13,0	2,2	8,7	451,7	76,9	0,192	99,4	99,4	1940,8	1940,8	86,9	0,2	8,0	66,2	900,9	66,6
2037	12,5	2,1	9,2	464,2	79,0	0,197	101,4	101,4	2042,3	2042,3	87,7	0,2	8,2	67,7	968,6	66,8
2038	10,5	1,8	8,5	474,7	80,8	0,202	96,4	96,4	2138,7	2138,7	89,1	0,1	8,3	69,3	1037,9	71,9
2039	9,9	1,7	8,8	484,7	82,5	0,206	98,1	98,1	2236,8	2236,8	89,9	0,1	8,4	70,8	1108,7	72,2
2040	9,4	1,6	9,1	494,0	84,1	0,210	99,7	99,7	2336,5	2336,5	90,6	0,1	8,6	72,3	1181,1	72,5
2041	8,5	1,4	9,0	502,5	85,5	0,214	95,7	95,7	2432,2	2432,2	91,1	0,1	8,7	74,1	1255,1	77,4
2042	7,5	1,3	8,8	510,0	86,8	0,217	67,7	67,7	2500,0	2500,0	88,9	0,1	8,8	51,1	1306,3	75,5
2043	7,3	1,2	9,3	517,3	88,0	0,220	68,8	68,8	2568,8	2568,8	89,4	0,1	8,9	52,2	1358,5	75,9
2044	7,2	1,2	10,2	524,4	89,2	0,223	69,8	69,8	2638,6	2638,6	89,7	0,1	9,0	53,2	1411,7	76,2
2045	7,0	1,2	11,0	531,4	90,4	0,226	70,9	70,9	2709,5	2709,5	90,2	0,1	9,1	54,3	1466,0	76,5
2046	6,7	1,1	11,9	538,1	91,6	0,229	71,9	71,9	2781,4	2781,4	90,7	0,1	9,2	55,4	1521,4	77,0
2047	6,6	1,1	13,3	544,7	92,7	0,231	73,0	73,0	2854,4	2854,4	91,0	0,1	9,3	56,4	1577,7	77,2
2048	6,4	1,1	14,9	551,1	93,8	0,234	74,0	74,0	2928,5	2928,5	91,3	0,1	9,4	57,4	1635,1	77,5
2049	6,2	1,0	16,8	557,3	94,8	0,237	75,1	75,1	3003,6	3003,6	91,8	0,1	9,5	58,5	1693,6	77,9
2050	5,9	1,0	19,3	563,2	95,8	0,239	76,1	76,1	3079,7	3079,7	92,3	0,1	9,6	59,7	1753,3	78,3
2051	5,5	0,9	22,5	568,7	96,8	0,242	77,2	77,2	3156,9	3156,9	92,8	0,1	9,6	60,8	1814,1	78,8
2052	5,2	0,9	27,1	573,9	97,6	0,244	78,2	78,2	3235,1	3235,1	93,4	0,1	9,7	62,0	1876,2	79,3
2053	4,5	0,8	32,7	578,4	98,4	0,246	79,3	79,3	3314,4	3314,4	94,3	0,1	9,8	63,5	1939,6	80,0
2054	4,0	0,7	43,1	582,4	99,1	0,248	80,3	80,3	3394,8	3394,8	95,0	0,1	9,8	64,8	2004,4	80,6
2055	3,2	0,5	59,6	585,6	99,6	0,249	81,4	81,4	3476,1	3476,1	96,1	0,0	9,9	66,4	2070,8	81,6
2056	2,2	0,4	102,9	587,8	100,0	0,250	82,4	82,4	3558,6	3558,6	97,3	0,0	9,9	68,1	2138,9	82,6

Таблица 4.1.3 - Характеристика основного фонда скважин I объекта разработки. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод на другой объект	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин, ед.	Фонд нагнетательных скважин, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину				Среднедневная приемистость, м ³ /сут				
	всег	добыва	нагнета		добыв.			под	добыв.по	нагнета	эксплуа	действу	эксплуа	действу	нефти	жидкости

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

	о	-юющих	- тельны х			нагне т	д ликвид	- тельны х	- тацион- ный	- ющий	- тацион- ный	- ющий	, т/сут	, т/сут	т	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	1	1	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1,70	2,3	24,3	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,60	3,6	37,1	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,86	4,1	40,7	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,76	4,1	39,3	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,72	4,2	38,8	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,65	4,7	37,8	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,61	5,2	37,1	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,55	5,9	36,3	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,48	6,2	35,4	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,45	6,9	34,9	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,33	7,4	33,2	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,21	7,9	31,5	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,14	8,5	30,4	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,07	9,0	29,5	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,01	9,5	28,6	0,0

Таблица 4.1.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости I объекта разработки. Вариант 3

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, тыс.м3		Закачка воды, тыс.м3		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		началь- ных	теку- щих				всего	мех.спо- собом	всего	мех.спо- собом		годовая	накопл	годовая	накоп- ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0,7	2,8	2,8	0,9	4	0,004	1,0	1,0	1,8	1,8	27,0	0,010	0,0	0,0	0,0	0,0
2024	1,8	7,3	7,5	2,7	11	0,011	2,5	2,5	4,3	4,3	28,2	0,026	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	2,0	8,0	9,0	4,7	19	0,019	2,8	2,8	7,1	7,1	29,8	0,028	0,1	0,0	0,0	0,0
2026	1,9	7,7	9,5	6,6	27	0,027	2,8	2,8	9,9	9,9	32,1	0,027	0,1	0,0	0,0	0,0
2027	1,9	7,6	10,3	8,5	34	0,035	2,9	2,9	12,8	12,8	35,6	0,027	0,1	0,0	0,0	0,0
2028	1,8	7,4	11,3	10,3	42	0,043	3,3	3,3	16,1	16,1	43,4	0,026	0,1	0,0	0,0	0,0
2029	1,8	7,3	12,5	12,1	49	0,050	3,6	3,6	19,7	19,7	50,1	0,026	0,2	0,0	0,0	0,0
2030	1,8	7,1	13,9	13,9	56	0,057	4,1	4,1	23,8	23,8	57,1	0,025	0,2	0,0	0,0	0,0
2031	1,7	6,9	15,8	15,6	63	0,065	4,3	4,3	28,1	28,1	60,2	0,025	0,2	0,0	0,0	0,0
2032	1,7	6,8	18,4	17,3	70	0,072	4,8	4,8	32,9	32,9	64,3	0,024	0,2	0,0	0,0	0,0
2033	1,6	6,5	21,5	18,9	76	0,078	5,1	5,1	38,0	38,0	68,5	0,023	0,3	0,0	0,0	0,0
2034	1,5	6,2	26,1	20,5	82	0,085	5,5	5,5	43,5	43,5	72,1	0,022	0,3	0,0	0,0	0,0

2035	1,5	6,0	34,0	21,9	88	0,091	5,9	5,9	49,4	49,4	74,8	0,021	0,3	0,0	0,0	0,0
2036	1,4	5,8	50,0	23,4	94	0,097	6,3	6,3	55,7	55,7	77,0	0,020	0,3	0,0	0,0	0,0
2037	1,4	5,6	96,8	24,8	100	0,102	6,6	6,6	62,3	62,3	79,0	0,020	0,4	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.5 - Характеристика основного фонда скважин II объекта разработки. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Перевод на другой.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднего-довая приемимость, м ³ /сут	
	всего	добывающих	нагнетательных		добыв.	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
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0	6,5	28,2	93,0	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0	6,8	28,6	97,5	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0	0	6,7	29,0	96,1	0,0
2026	0	0	0	0	0	1	0	0	5	5	1	1	6,6	29,4	93,8	96,8
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	6,4	29,8	91,5	99,1
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	6,3	30,8	89,3	104,1
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	6,1	31,0	86,5	105,6
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	5,9	31,6	84,1	109,1
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	5,8	32,8	82,5	114,7
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	5,6	32,9	79,8	115,8
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	5,4	33,6	76,6	119,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	5,3	34,2	75,5	122,8
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	5,2	34,8	74,2	125,8
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	5,1	35,4	72,2	128,9
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	5,0	36,1	70,8	131,9
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,8	36,7	68,1	135,3
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,7	37,3	66,8	138,2

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2040	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,6	37,9	65,4	141,2
2041	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,4	38,5	63,1	144,5
2042	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,3	39,1	61,7	147,5
2043	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,2	39,7	59,7	150,7
2044	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,1	40,3	58,8	153,5
2045	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	4,0	40,9	57,3	156,5
2046	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,9	41,5	55,2	159,7
2047	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,8	42,1	54,2	162,5
2048	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,7	42,7	52,7	165,6
2049	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,6	43,3	50,7	168,7
2050	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,4	43,9	48,2	172,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,2	44,5	45,4	175,5
2052	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	3,0	45,1	42,5	178,9
2053	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	2,6	45,7	37,3	183,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	2,3	46,3	33,1	186,8
2055	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	1,8	46,9	26,1	191,5
2056	0	0	0	0	0	0	0	5	5	1	1	1,3	47,5	18,2	196,4

Таблица 4.1.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости II объекта разработки. Вариант 3

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, тыс.м ³		Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		началь-ных	текущих				всего	мех.спосо-бом	всего	мех.спосо-бом		годовая	накопл	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	11,31	3,3	4,2	83,2	24,3	0,091	48,9	48,9	250,0	250,0	76,9	0,161	1,451	0,0	0,0	0,0
2024	11,86	3,5	4,6	95,1	27,7	0,104	49,6	49,6	299,6	299,6	76,1	0,169	1,620	0,0	0,0	0,0
2025	11,69	3,4	4,7	106,8	31,1	0,117	50,3	50,3	349,9	349,9	76,7	0,167	1,787	0,0	0,0	0,0
2026	11,41	3,3	4,8	118,2	34,5	0,129	50,9	50,9	400,8	400,8	77,6	0,163	1,949	33,6	33,6	65,9
2027	11,13	3,2	5,0	129,3	37,7	0,142	51,6	51,6	452,4	452,4	78,4	0,159	2,108	34,4	67,9	66,6

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2028	10,86	3,2	5,1	140,2	40,9	0,154	53,4	53,4	505,8	505,8	79,7	0,155	2,263	36,1	104,1	67,6
2029	10,52	3,1	5,2	150,7	43,9	0,165	53,7	53,7	559,5	559,5	80,4	0,150	2,413	36,6	140,7	68,3
2030	10,23	3,0	5,3	160,9	46,9	0,176	54,8	54,8	614,3	614,3	81,3	0,146	2,558	37,8	178,5	69,0
2031	10,04	2,9	5,5	170,9	49,9	0,187	56,9	56,9	671,2	671,2	82,4	0,143	2,701	39,8	218,3	69,9
2032	9,71	2,8	5,6	180,7	52,7	0,198	57,0	57,0	728,2	728,2	83,0	0,138	2,840	40,2	258,5	70,4
2033	9,32	2,7	5,7	190,0	55,4	0,208	58,3	58,3	786,5	786,5	84,0	0,133	2,973	41,6	300,1	71,3
2034	9,19	2,7	6,0	199,2	58,1	0,218	59,4	59,4	845,9	845,9	84,5	0,131	3,104	42,6	342,6	71,7
2035	9,03	2,6	6,3	208,2	60,7	0,228	60,4	60,4	906,3	906,3	85,1	0,129	3,232	43,6	386,3	72,2
2036	8,79	2,6	6,5	217,0	63,3	0,238	61,5	61,5	967,8	967,8	85,7	0,125	3,358	44,7	431,0	72,7
2037	8,61	2,5	6,8	225,6	65,8	0,247	62,5	62,5	1030,3	1030,3	86,2	0,123	3,480	45,7	476,7	73,2
2038	8,29	2,4	7,1	233,9	68,2	0,256	63,6	63,6	1093,8	1093,8	87,0	0,118	3,598	46,9	523,6	73,8
2039	8,13	2,4	7,5	242,0	70,6	0,265	64,6	64,6	1158,4	1158,4	87,4	0,116	3,714	47,9	571,6	74,2
2040	7,96	2,3	7,9	250,0	72,9	0,274	65,7	65,7	1224,1	1224,1	87,9	0,113	3,828	49,0	620,5	74,6
2041	7,68	2,2	8,3	257,7	75,1	0,282	66,7	66,7	1290,8	1290,8	88,5	0,109	3,937	50,1	670,6	75,1
2042	7,51	2,2	8,8	265,2	77,3	0,290	67,7	67,7	1358,5	1358,5	88,9	0,107	4,044	51,1	721,8	75,5
2043	7,26	2,1	9,3	272,4	79,5	0,298	68,8	68,8	1427,3	1427,3	89,4	0,103	4,148	52,2	774,0	75,9
2044	7,16	2,1	10,2	279,6	81,5	0,306	69,8	69,8	1497,2	1497,2	89,7	0,102	4,250	53,2	827,2	76,2
2045	6,98	2,0	11,0	286,6	83,6	0,314	70,9	70,9	1568,0	1568,0	90,2	0,099	4,349	54,3	881,5	76,5
2046	6,72	2,0	11,9	293,3	85,5	0,321	71,9	71,9	1640,0	1640,0	90,7	0,096	4,445	55,4	936,8	77,0
2047	6,60	1,9	13,3	299,9	87,5	0,328	73,0	73,0	1713,0	1713,0	91,0	0,094	4,539	56,4	993,2	77,2
2048	6,41	1,9	14,9	306,3	89,3	0,335	74,0	74,0	1787,0	1787,0	91,3	0,091	4,630	57,4	1050,6	77,5
2049	6,17	1,8	16,9	312,5	91,1	0,342	75,1	75,1	1862,1	1862,1	91,8	0,088	4,718	58,5	1109,1	77,9
2050	5,87	1,7	19,3	318,3	92,8	0,349	76,1	76,1	1938,3	1938,3	92,3	0,084	4,802	59,7	1168,8	78,3
2051	5,52	1,6	22,5	323,9	94,5	0,355	77,2	77,2	2015,4	2015,4	92,8	0,079	4,880	60,8	1229,6	78,8
2052	5,17	1,5	27,2	329,0	96,0	0,360	78,2	78,2	2093,7	2093,7	93,4	0,074	4,954	62,0	1291,6	79,3
2053	4,54	1,3	32,8	333,6	97,3	0,365	79,3	79,3	2173,0	2173,0	94,3	0,065	5,019	63,5	1355,1	80,0
2054	4,03	1,2	43,3	337,6	98,5	0,370	80,3	80,3	2253,3	2253,3	95,0	0,057	5,076	64,8	1419,9	80,6
2055	3,17	0,9	60,0	340,8	99,4	0,373	81,4	81,4	2334,7	2334,7	96,1	0,045	5,121	66,4	1486,3	81,6
2056	2,21	0,6	104,6	343,0	100,0	0,376	82,4	82,4	2417,1	2417,1	97,3	0,031	5,153	68,1	1554,4	82,6

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Таблица 4.1.7 - Характеристика основного фонда скважин III объекта разработки. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд/консерв	Перевод на другой.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных	добыв.	добыв.	под нагнет	добыв. по д 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
2023	0	0	0	2	0	0	0	0	5	4	0	0	4,40	13,4	96,8	0,0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	0	5,20	19,6	114,4	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	5	4	0	0	4,93	19,0	108,6	0,0
2026	0	0	0	0	1	0	0	0	4	3	0	0	5,92	25,3	130,4	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	5,39	24,8	118,7	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	4,89	24,3	107,7	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	4,25	23,9	93,5	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	3,74	23,5	82,3	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	3,13	23,0	69,0	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	2,38	22,6	52,5	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	1,79	22,2	39,4	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	0	0	1,15	21,8	25,4	0,0

Таблица 4.1.8 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости III объекта разработки. Вариант 3

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, тыс.м ³		Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопл	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2023	6,10	3,6	5,6	58,7	55,0	0,271	18,6	18,6	101,7	101,7	67,2	0,134	2,244	0,0	0,0	0,0
2024	7,21	3,5	5,7	65,9	61,8	0,304	27,2	27,2	128,9	128,9	73,5	0,159	2,403	0,0	0,0	0,0
2025	6,84	3,5	5,7	72,8	68,2	0,335	26,4	26,4	155,3	155,3	74,1	0,151	2,554	0,0	0,0	0,0
2026	6,16	3,5	5,7	78,9	74,0	0,364	26,3	26,3	181,6	181,6	76,6	0,136	2,689	0,0	0,0	0,0
2027	5,61	3,5	5,7	84,5	79,2	0,389	25,7	25,7	207,4	207,4	78,2	0,123	2,813	0,0	0,0	0,0
2028	5,09	3,5	5,7	89,6	84,0	0,413	25,3	25,3	232,7	232,7	79,9	0,112	2,925	0,0	0,0	0,0
2029	4,42	3,5	5,7	94,0	88,1	0,433	24,9	24,9	257,5	257,5	82,2	0,097	3,022	0,0	0,0	0,0
2030	3,89	3,5	5,7	97,9	91,8	0,451	24,4	24,4	281,9	281,9	84,1	0,086	3,108	0,0	0,0	0,0
2031	3,26	3,5	5,7	101,2	94,8	0,466	24,0	24,0	305,9	305,9	86,4	0,072	3,179	0,0	0,0	0,0
2032	2,48	3,5	5,7	103,7	97,1	0,478	23,5	23,5	329,4	329,4	89,5	0,055	3,234	0,0	0,0	0,0
2033	1,86	3,5	5,7	105,5	98,9	0,486	23,1	23,1	352,5	352,5	91,9	0,041	3,275	0,0	0,0	0,0
2034	1,20	3,5	5,7	106,7	100,0	0,492	22,6	22,6	375,1	375,1	94,7	0,026	3,301	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.9 - Характеристика основного фонда скважин IV объекта разработки. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Вывод из бд/консерв	Перевод на другой.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемимость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных			под нагнет	добыв.по дливид	нагнетательных	эксплуатационный	действующий	эксплуатационный	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	газа, м ³ /сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,76	2,1	25,1	0,0
2024	1	1	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	4,35	5,3	61,9	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	4,57	5,9	65,1	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	4,44	5,9	63,3	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	4,27	5,9	60,8	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	4,05	5,8	57,7	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	3,86	6,1	55,1	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	3,73	6,1	53,2	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	3,52	6,3	50,1	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	3,33	6,5	47,5	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	3,14	6,7	44,8	0,0

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2034	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,83	6,8	40,3	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	2,22	7,0	31,6	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1,99	7,2	28,4	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1,64	7,4	23,4	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	1,38	7,5	19,7	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,91	7,7	12,9	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0,46	7,9	6,6	0,0

Таблица 4.1.10 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости IV объекта разработки. Вариант 3

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, тыс.м ³		Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спосо-бодом	всего	мех.спосо-бодом		годовая	накопл	годовая	накопленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0,61	1,7	1,7	0,9	2,6	0,002	0,7	0,7	2,8	2,8	15,3	0,009	0,009	0,0	0,0	0
2024	2,30	6,5	6,7	3,2	9,1	0,005	2,8	2,8	5,6	5,6	17,9	0,033	0,033	0,0	0,0	0
2025	3,17	9,0	9,9	6,4	18,1	0,011	4,1	4,1	9,7	9,7	22,7	0,045	0,045	0,0	0,0	0
2026	3,08	8,7	10,6	9,5	26,8	0,016	4,1	4,1	13,8	13,8	25,2	0,044	0,044	0,0	0,0	0
2027	2,96	8,4	11,5	12,4	35,2	0,021	4,1	4,1	17,9	17,9	27,1	0,042	0,042	0,0	0,0	0
2028	2,81	8,0	12,3	15,2	43,1	0,026	4,0	4,0	21,9	21,9	29,6	0,040	0,040	0,0	0,0	0
2029	2,68	7,6	13,3	17,9	50,7	0,030	4,2	4,2	26,1	26,1	36,2	0,038	0,038	0,0	0,0	0
2030	2,59	7,3	14,9	20,5	58,1	0,035	4,2	4,2	30,3	30,3	38,8	0,037	0,037	0,0	0,0	0
2031	2,44	6,9	16,5	22,9	65,0	0,039	4,4	4,4	34,7	34,7	44,3	0,035	0,035	0,0	0,0	0
2032	2,31	6,5	18,7	25,3	71,5	0,043	4,5	4,5	39,2	39,2	48,7	0,033	0,033	0,0	0,0	0
2033	2,18	6,2	21,7	27,4	77,7	0,046	4,6	4,6	43,8	43,8	52,8	0,031	0,031	0,0	0,0	0
2034	1,96	5,6	24,9	29,4	83,2	0,050	4,7	4,7	48,6	48,6	58,6	0,028	0,028	0,0	0,0	0
2035	1,54	4,4	26,0	30,9	87,6	0,052	4,9	4,9	53,4	53,4	68,3	0,022	0,022	0,0	0,0	0
2036	1,38	3,9	31,5	32,3	91,5	0,055	5,0	5,0	58,4	58,4	72,3	0,020	0,020	0,0	0,0	0
2037	1,14	3,2	38,1	33,5	94,7	0,057	5,1	5,1	63,5	63,5	77,6	0,016	0,016	0,0	0,0	0
2038	0,96	2,7	51,7	34,4	97,5	0,058	5,2	5,2	68,7	68,7	81,6	0,014	0,014	0,0	0,0	0
2039	0,63	1,8	70,4	35,0	99,2	0,059	5,3	5,3	74,1	74,1	88,2	0,009	0,009	0,0	0,0	0

2040	0,32	0,9	120,7	35,4	100,2	0,060	5,5	5,5	79,5	79,5	94,1	0,005	0,005	0,0	0,0	0
------	------	-----	-------	------	-------	-------	-----	-----	------	------	------	-------	-------	-----	-----	---

Таблица 4.1.11 - Характеристика основного фонда скважин V объекта разработки. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Выход из бд/консерв	Перевод на возвр.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднего-довая приемистость, м ³ /сут
	всего	добыва-ющих	нагнетательных			добыв.	добыв.	под нагнет	добыв.по д ликвид	нагнета-тельных	эксплуа-тацион-ный	действу-ющий	эксплуа-тацион-ный	действу-ющий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0,00	0,0	0,0	0,0
2024	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	1,78	2,2	64,5	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,68	2,1	60,7	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,60	2,1	57,9	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,50	2,1	54,2	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,44	2,1	52,1	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,31	2,1	47,3	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,21	2,0	43,8	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1,10	2,0	39,8	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,99	2,0	35,7	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,79	2,0	28,6	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0,68	1,9	24,6	0,0

Таблица 4.1.12 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости V объекта разработки. Вариант 3

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, тыс.м3		Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		началь-ных	текущих				всего	мех.спосо-бом	всего	мех.спо-собом		годовая	накопл	годовая	накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2023	0,000	0,0	0,0	0,1	2	0,005	0,000	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0000	0,004	0,0	0,0	0,0	0,0
2024	0,618	12,4	12,7	0,7	14	0,033	0,756	0,8	0,9	0,9	18,3	0,0224	0,026	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	0,582	11,7	13,6	1,3	26	0,059	0,732	0,7	1,6	1,6	20,5	0,0211	0,047	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0,555	11,1	15,1	1,9	37	0,084	0,727	0,7	2,3	2,3	23,7	0,0201	0,067	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0,519	10,4	16,6	2,4	48	0,108	0,721	0,7	3,0	3,0	28,0	0,0188	0,086	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0,499	10,0	19,1	2,9	58	0,131	0,718	0,7	3,8	3,8	30,5	0,0181	0,104	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0,453	9,1	21,5	3,3	67	0,151	0,713	0,7	4,5	4,5	36,5	0,0164	0,121	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	0,420	8,4	25,3	3,7	75	0,170	0,702	0,7	5,2	5,2	40,2	0,0152	0,136	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	0,381	7,7	30,8	4,1	83	0,188	0,694	0,7	5,9	5,9	45,0	0,0138	0,150	0,0	0,0	0,0	0,0
2032	0,342	6,9	39,9	4,5	90	0,203	0,687	0,7	6,5	6,5	50,2	0,0124	0,162	0,0	0,0	0,0	0,0
2033	0,274	5,5	53,2	4,7	95	0,216	0,679	0,7	7,2	7,2	59,7	0,0099	0,172	0,0	0,0	0,0	0,0
2034	0,236	4,7	97,9	5,0	100	0,226	0,671	0,7	7,9	7,9	64,9	0,0085	0,180	0,0	0,0	0,0	0,0

Таблица 4.1.13 - Характеристика основного фонда скважин VI объекта разработки. Вариант 3

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Выход из бд/консерв	Перевод на другой.объект	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин, ед.		Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемимость, м ³ /сут
	всего	добыва-ющих	нагнета-тельныx			добыв.	добыв.	под нагне-	добыв.по	нагнета-	эксплуа-	действу-	эксплуа-	действу-	нефти , т/сут	жидкости , т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	0	0	0	0	0	0	0	0	6	3	1	1	2,12	16,5	16,4	36,8
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	6	3	1	1	2,10	17,9	16,2	40,3
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	6	3	1	1	2,08	20,9	16,1	47,8
2026	0	0	0	1	0	1	0	0	5	3	2	2	2,26	21,3	17,4	24,2
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	2,35	21,7	18,2	24,7
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	2,41	22,2	18,6	25,2
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	2,22	22,6	17,2	26,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	2,12	23,1	16,4	26,7

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2031	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	1,93	23,5	14,9	27,5
2032	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	1,77	23,9	13,7	28,2
2033	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	1,70	24,4	13,1	28,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	1,62	24,8	12,5	29,5
2035	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	1,49	25,3	11,5	30,3
2036	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	1,37	25,7	10,6	31,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	1,27	26,2	9,8	31,7
2038	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	1,21	26,6	9,3	32,3
2039	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	1,13	27,0	8,7	33,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	1,04	27,5	8,0	33,7
2041	0	0	0	0	0	0	0	5	3	2	2	0,77	27,9	5,9	34,6

Таблица 4.1.14 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости VI объекта разработки. Вариант 3

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, тыс.м ³		Закачка воды, тыс.м ³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %
		началь-ных	теку-щих				всего	мех.спосо-бом	всего	мех.спосо-бом		годовая	накопл	годовая	накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2023	2,2	3,0	6,4	41,0	56,1	0,111	17,2	17,2	166,7	166,7	87,2	0,017	0,167	12,7	229,8	74
2024	2,2	3,0	6,8	43,2	59,1	0,117	18,6	18,6	185,3	185,3	88,3	0,017	0,184	14,0	243,8	75
2025	2,2	3,0	7,2	45,4	62,1	0,123	21,7	21,7	207,0	207,0	90,0	0,017	0,201	16,6	260,4	76
2026	2,4	3,2	8,5	47,7	65,3	0,129	22,2	22,2	229,2	229,2	89,4	0,018	0,219	16,8	277,2	76
2027	2,4	3,3	9,6	50,2	68,6	0,136	22,6	22,6	251,8	251,8	89,2	0,019	0,238	17,1	294,3	76
2028	2,5	3,4	10,9	52,7	72,1	0,143	23,1	23,1	274,9	274,9	89,1	0,019	0,257	17,5	311,7	76
2029	2,3	3,2	11,3	55,0	75,2	0,149	23,5	23,5	298,4	298,4	90,2	0,018	0,275	18,0	329,8	77
2030	2,2	3,0	12,2	57,2	78,3	0,155	24,0	24,0	322,4	322,4	90,8	0,017	0,292	18,5	348,2	77
2031	2,0	2,8	12,7	59,2	81,0	0,160	24,5	24,5	346,8	346,8	91,8	0,016	0,307	19,0	367,3	78
2032	1,8	2,5	13,3	61,0	83,5	0,165	24,9	24,9	371,7	371,7	92,6	0,014	0,322	19,6	386,9	79

2033	1,8	2,4	14,7	62,8	86,0	0,170	25,4	25,4	397,1	397,1	93,0	0,014	0,335	20,0	406,9	79
2034	1,7	2,3	16,5	64,5	88,3	0,175	25,8	25,8	422,9	422,9	93,5	0,013	0,348	20,5	427,4	79
2035	1,6	2,1	18,1	66,0	90,4	0,179	26,3	26,3	449,2	449,2	94,1	0,012	0,360	21,0	448,4	80
2036	1,4	1,9	20,3	67,5	92,3	0,183	26,8	26,8	476,0	476,0	94,7	0,011	0,371	21,5	469,9	80
2037	1,3	1,8	23,7	68,8	94,2	0,186	27,2	27,2	503,2	503,2	95,1	0,010	0,382	22,0	491,9	81
2038	1,3	1,7	29,5	70,0	95,9	0,190	27,7	27,7	530,9	530,9	95,5	0,010	0,391	22,4	514,3	81
2039	1,2	1,6	39,0	71,2	97,5	0,193	28,1	28,1	559,0	559,0	95,8	0,009	0,400	22,9	537,2	81
2040	1,1	1,5	58,9	72,3	99,0	0,196	28,6	28,6	587,6	587,6	96,2	0,008	0,409	23,4	560,5	82
2041	0,8	1,1	105,8	73,1	100,1	0,198	29,1	29,1	616,6	616,6	97,2	0,006	0,415	24,0	584,5	83

Таблица 4.1.15 – Обоснование проекта плана добычи нефти, объема буровых работ по месторождению. Вариант III (рекомендуемый)

Неп. п.	Показател и	Годы																																			
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	9	10	11	12	13	14	15	15	16	17	18	19	20	21	21	22	23	24	25	26	27	27	28	29	30	31	32		
1	Добыча нефти всего, тыс.т.	20,9	26,0	26,4	25,5	24,5	23,6	22,2	21,1	19,9	18,4	17,0	15,8	13,6	13,0	12,5	10,5	9,9	9,4	8,5	7,5	7,3	7,2	7,0	6,7	6,6	6,4	6,2	5,9	5,5	5,2	4,5	4,0	3,17	2,21		
2	В том числе из переходящих скважин, тыс.т.	20,2	25,2	26,4	25,5	24,5	23,6	22,2	21,1	19,9	18,4	17,0	15,8	13,6	13,0	12,5	10,5	9,9	9,4	8,5	7,5	7,3	7,2	7,0	6,7	6,6	6,4	6,2	5,9	5,5	5,2	4,5	4,0	3,2	2,2		
3	из новых скважин, тыс.т.	0,7	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	механизированенным способом, тыс.т.	20,9	26,0	26,4	25,5	24,5	23,6	22,2	21,1	19,9	18,4	17,0	15,8	13,6	13,0	12,5	10,5	9,9	9,4	8,5	7,5	7,3	7,2	7,0	6,7	6,6	6,4	6,2	5,9	5,5	5,2	4,5	4,0	3,2	2,2		
5	Ввод новых добывающих скважин, шт.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2			
6	В т.ч. из эксплуатационного бурения, шт.	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2			
7	из разведочных скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
8	переводом с других объектов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
9	Среднесуточный дебит нефти новой скв., т/сут	4,0	4,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
10	Среднее число дней работы новой скважины, дни	183,0	183,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

11	Средняя глубина новой скв., м	1150	1150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
12	Эксплуатационное бурение, всего тыс.м.	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0								
13	В т.ч. добывающие скв.	1,2	1,2	0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
14	вспомогательные и специальные	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
15	Расчетное время работы новых скважин предыдущего года в данном году, скв.дни	0	347	347	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
16	Расчетная добыча нефти из новых скважин предыдущего года, тыс.т.	0,0	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
17	Добыча нефти из переходящих скважин предыдущего года, тыс.т.	15,8	20,2	25,2	26,4	25,5	24,5	23,6	22,2	21,1	19,9	18,4	17,0	15,8	13,6	13,0	12,5	10,5	9,9	9,4	8,5	7,5	7,3	7,2	7,0	6,7	6,6	6,4	6,2	5,9	5,5	5,2	4,5	4,0	3,2	
18	Расчетная добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	15,8	21,6	26,6	26,4	25,5	24,5	23,6	22,2	21,1	19,9	18,4	17,0	15,8	13,6	13,0	12,5	10,5	9,9	9,4	8,5	7,5	7,3	7,2	7,0	6,7	6,6	6,4	6,2	5,9	5,5	5,2	4,5	4,0	3,2	
19	Ожидаемая добыча нефти из переходящих скважин данного года, тыс.т.	20,2	25,2	26,4	25,5	24,5	23,6	22,2	21,1	19,9	18,4	17,0	15,8	13,6	13,0	12,5	10,5	9,9	9,4	8,5	7,5	7,3	7,2	7,0	6,7	6,6	6,4	6,2	5,9	5,5	5,2	4,5	4,0	3,2		
20	Изменение добычи нефти из переходящих скважин, тыс.т.	4,4	3,7	-0,2	-1,0	-0,9	-0,9	-1,4	-1,1	-1,3	-1,5	-1,4	-1,2	-2,2	-0,6	-0,6	-2,0	-0,6	-0,6	-0,9	-1,0	-0,3	-0,1	-0,2	-0,3	-0,1	-0,2	-0,2	-0,3	-0,4	-0,4	-0,6	-0,5	-0,9	-1,0	
21	Процент изменения добычи нефти из переходящих скважин, %	0,0	17,0	-0,8	-3,6	-3,6	-3,6	-3,8	-6,0	-4,9	-5,9	-7,4	-7,4	-7,1	-14,0	-4,2	-4,3	-15,7	-5,5	-5,8	-9,4	-11,4	-3,3	-1,4	-2,6	-3,7	-1,8	-2,9	-3,7	-4,9	-6,0	-6,3	-12,2	-11,2	-21,3	-30,3
22	Мощность новых скважин, тыс.	1	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
23	Выбытие добывающих скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2			
24	В т.ч. под закачку	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2			

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

25	фонд добывающих скважин на конец года, шт.	20	20	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	14	14	14	12	12	12	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
26	В т.ч. нагнетательных в отработке	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
27	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	20	20	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	14	14	14	12	12	12	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
28	Перевод скважин на механизированную добывчу, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
29	Фонд механизированных скважин, шт.	20	20	20	18	18	18	18	18	18	18	18	18	14	14	14	12	12	12	10	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
30	Ввод скважин под нагнетание, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
31	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
32	Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
33	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
34	Средний дебит действующих скважин по жидкости, т/сут	17,6	17,7	18,0	19,3	19,4	19,8	19,9	20,2	20,7	20,8	21,1	21,4	23,4	23,9	24,4	27,8	28,3	28,8	34,5	39,1	39,7	40,3	40,9	41,5	42,1	42,7	43,3	43,9	44,5	45,1	45,7	46,3	46,9	47,5		
35	Средний дебит переходящих скважин по жидкости, т/сут	17,6	17,7	18,0	19,3	19,4	19,8	19,9	20,2	20,7	20,8	21,1	21,4	23,4	23,9	24,4	27,8	28,3	28,8	34,5	39,1	39,7	40,3	40,9	41,5	42,1	42,7	43,3	43,9	44,5	45,1	45,7	46,3	46,9	47,5		
36	Средний дебит новых скважин по жидкости, т/сут	7,0	7,2	0,0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
37	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин, %	75,8	74,4	75,1	76,2	77,2	78,5	79,9	81,2	82,7	84,1	85,5	86,7	86,0	86,9	87,7	89,1	89,9	90,6	91,1	88,9	89,4	89,7	90,2	90,7	91,0	91,3	91,8	92,3	92,8	93,4	94,3	95,0	96,1	97,3		

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

38	Средняя обводненность продукции фонда переходящих скважин, %	75,8	74,4	75,1	76,2	77,2	78,5	79,9	81,2	82,7	84,1	85,5	86,7	86,0	86,9	87,7	89,1	89,9	90,6	91,1	88,9	89,4	89,7	90,2	90,7	91,0	91,3	91,8	92,3	92,8	93,4	94,3	95,0	96,1	97,3	
39	Средняя обводненность продукции фонда новых скважин, %	43	44	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
40	Средний дебит действующих скважин по нефти, т/сут	4,3	4,5	4,5	4,6	4,4	4,3	4,0	3,8	3,6	3,3	3,1	2,8	3,3	3,1	3,0	3,0	2,9	2,7	3,1	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,7	3,6	3,4	3,2	3,0	2,6	2,3	1,8	1,3	
41	Средний дебит переходящих скважин по нефти, т/сут	4,3	4,5	4,5	4,6	4,4	4,3	4,0	3,8	3,6	3,3	3,1	2,8	3,3	3,1	3,0	3,0	2,9	2,7	3,1	4,3	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	3,7	3,6	3,4	3,2	3,0	2,6	2,3	1,8	1,3	
42	Добыча жидкости всего, тыс.т.	86,4	101,5	106,0	107, 1	107, 7	109, 7	110, 6	112, 3	114, 7	115, 4	117, 2	118, 7	97,4	99,4	101, 4	96,4	98,1	99,7	95,7	67,7	68,8	69,8	70,9	71,9	73,0	74,0	75,1	76,1	77,2	78,2	79,3	80,3	81,4	82,4	
43	В т.ч. из переходящих скважин, тыс.т.	86,4	100,2	106,0	107, 1	107, 7	109, 7	110, 6	112, 3	114, 7	115, 4	117, 2	118, 7	97,4	99,4	101, 4	96,4	98,1	99,7	95,7	67,7	68,8	69,8	70,9	71,9	73,0	74,0	75,1	76,1	77,2	78,2	79,3	80,3	80,3	80,3	
44	из новых, тыс.т.	1,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
45	мех. способом, тыс.т.	86,4	101,5	106,0	107, 1	107, 7	109, 7	110, 6	112, 3	114, 7	115, 4	117, 2	118, 7	97,4	99,4	101, 4	96,4	98,1	99,7	95,7	67,7	68,8	69,8	70,9	71,9	73,0	74,0	75,1	76,1	77,2	78,2	79,3	80,3	81,4	82,4	
46	Добыча жидкости с начала разработки, тыс.т.	523, 1	624,6	730,6	837, 6	945, 3	1055, .1	1165, .7	1277, .9	1392, .6	1508, .0	1625, .2	1744, .0	1841, .4	1940, .8	2042, .3	2138, .7	2236, .8	2336, .5	2432,2	2500,0	2568, .8	2638, .6	2709, .5	2781, .4	2854, .4	2928, .5	3003, .6	3079, .7	3156, .9	3235,1	3314, .4	3394, .8	3476, .1	3558, .6	
47	Добыча нефти с начала разработки, тыс.т.	184, 7	210,7	237,1	262, 6	287, 1	310, 8	332, 9	354, 0	373, 9	392, 3	409, 3	425, 1	438, 7	451, 7	464, 2	474,7	484, 7	494,0	502,5	510,0	517, .3	524, .4	531, .4	538, .1	544, .7	551, .1	557, .3	563, .2	568, .7	573,9	578, .4	582,4	585, .6	587,8	
48	Коэффициент нефтезвлечения, д.ед.	0,07 9	0,090	0,101	0,11 2	0,12 2	0,13 2	0,14 1	0,15 0	0,15 9	0,16 7	0,17 4	0,18 1	0,18 6	0,19 2	0,19 7	0,202	0,20 6	0,210	0,214	0,217	0,22 0	0,22 3	0,22 6	0,22 9	0,23 1	0,23 4	0,23 7	0,23 9	0,24 2	0,244	0,24 6	0,248	0,2	0,2	
49	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	31	36	40	45	49	53	57	60	64	67	70	72	75	77	79	81	82																		
50	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	3,6	4,4	4,5	4,3	4,2	4,0	3,8	3,6	3,4	3,1	2,9	2,7	2,3	2,2	2,1	1,8	1,7		1,6	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,7	0,5	0,4	
51	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	5	6	7	7	8	8	8	8	9	9	9	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	11	12	13	15	17	19	22	27	33	43	59,6	102,9

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

52	Закачка рабочего агента	12,7	14,0	16,6	50,4	51,5	53,6	54,6	56,3	58,8	59,8	61,6	63,1	64,6	66,2	67,7	69,3	70,8	72,3	74,1	51,1	52,2	53,2	54,3	55,4	56,4	57,4	58,5	59,7	60,8	62,0	63,5	64,8	66,4	68,1
53	Закачка рабочего агента с начала разработки	229, 8	243,8	260,4	310, 7	362, 2	415, 8	470, 4	526, 8	585, 6	645, 3	707, 0	770, 0	834, 7	900, 9	968, 6	1037, 9	1108, .7	1181, 1	1255,1	1306,3	1358, .5	1411, .7	1466, .0	1521, .4	1577, .7	1635, .1	1693, .6	1753, .3	1814, .1	1876,2	1939, .6	2004, .4	2070, .8	2138, .9
54	Компенсация отборов жидкости закачкой %:																																		
55	текущая	14,7	13,8	15,6	47,0	47,8	48,8	49,4	50,2	51,3	51,8	52,6	53,1	66,3	66,6	66,8	71,9	72,2	72,5	77,4	75,5	75,9	76,2	76,5	77,0	77,2	77,5	77,9	78,3	78,8	79,3	80,0	80,6	81,6	82,6

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

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и поступилизацию объекта) ТОО «АП– Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы. Бурение добывающих скважин предусмотрено на 2023- 2024 годы. Вывод из консервации скважин предусмотрены на 2023-2026 годы.

Экономический анализ позволяет оценить возможные финансовые и экономические последствия реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов, определить наиболее выгодный вариант для недропользователя и для государства.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

1 вариант – 2023 – 2055 гг

2 вариант – 2023 - 2055 гг.

3 вариант – 2023-2056 гг.

Рентабельный период по вариантам составил: 3 вариант – 2023-2056 гг.

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, оборудование, 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 Кемерколь), 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 Кемер科尔.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемер科尔.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промысловово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Область применения – месторождение Кемер科尔 компании ТОО «АП-Нафта Оперейтинг».

Выбранный вариант осуществления намечаемой деятельности соответствует целям и характеристикам объекта.

5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь.

В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве разведочных работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарногигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

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)

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

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 средне- 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 глянцевитостью 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, круtyх 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 талыми водами с вышележащих территорий и подпитывания рассолами, залегающими на глубине 0,5-1,5 м. В соровых солончаках весь профиль имеет очень высокую степень засоления. Процесс почвообразования в них выражен очень слабо и поэтому под солевой коркой залегает, 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 залегает 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 солончаковый 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)

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).

Ближайшим водным объектом, является река Сагыз, расположенное на расстоянии около 21 км.

Сагыз — солоноводная река на северо-западе Казахстана. Протекает по Актюбинской и Атырауской областям.

Длина реки составляет 511 км, площадь бассейна 19 400 км². Ширина реки — от 3 до 48 м, глубина от 0,3 до 2 м. Средний расход воды в нижнем течении (в 31 км от устья) — около 2 м³/с. Дно преимущественно песчаное.

Сагыз берёт своё начало на Подуральском плато в месте слияния рек Кызыладыльсай и Даулда. Высота истока — 140 м над уровнем моря. Оканчивается в 10-12 км южнее солончаков Тентексора Прикаспийской низменности.

Питание снеговое, дождевое, с преобладанием снегового. Пойма реки открытая, поросшая камышом и местами заболоченная; ширина от 1 до 4 км с многочисленными протоками, пересыхающими руслами и промоинами до 4 м глубиной.

В летний период в верховьях и низовьях пересыхает, разбивается на отдельные плёсы и протоки с солоноватой водой. В ноябре замерзает, вскрывается в конце марта — первой половине апреля.

Берега преимущественно пологие, в некоторых местах обрывистые высотой от 2 до 7 м (длиной до 2 км). Сагыз активно используется для орошения.

В истории известна тем, что на реке Сагыз в мае 1614 года произошёл бой отряда русских конных стрельцов в 30 человек, охранявших посольство царя Михаила Фёдоровича к персидскому шаху Аббасу, с отрядом кочевников: «на реке Секиз Карнал на них наехали татаровья человек с 200 и больше, а того подлинно не ведают: калмыки ль, или туркменцы, с ними бились с обеда до вечера».

Физические свойства и химический состав пластовых вод

Водоносы выделены по ГИС. Притоки воды, от соленой до рапы, очень слабые – по данным прослеживания уровня и записям манометра. Дебиты изменяются от 1,6 до 4,5 м³/сут. Соленость высокая, за исключением горизонтов меловых отложений (турон-сантон), где наиболее пресные воды, а в понижениях рельефа с напорами до самоизлива. Одна из таких скважин расположена рядом со скважиной №3 с дебитом 3,5 л/с. Глубина залегания песчаного пласта изменяется в интервалах: 170 – 190м – на поднятиях и 230 – 270м - в прогибах и грабенах. Минерализация воды меняется соответственно 1,2 г/л и 2,7 г/л. Пробы воды, отобранные при опробовании скв. №9 в инт. 1293-1264 м и 1225-1159 м (КИИ – 146), показали минерализацию от 33,1 до 59,4 г/л. В скв. №10 – на глубине в инт. 1514 – 1507м и в пластах на гл. 1452 – 1447 и 1441 – 1437м получены притоки пластовой воды, с минерализацией 45,2 и 44,3 г/л и дебитом около 2,5 м³/сут, что указывает на низкие коллекторские свойства водоносов, т.к. поровое пространство выполнено углистым и карбонатным материалом в средне – и мелкозернистом песчанике.

Учитывая значительную удаленность водных объектов от площадки проведения работ, можно говорить о том, что намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохраных зон и полос водных объектов.

В связи с вышеизложенным, гидроморфологических изменений, а также изменений количества и качества подземных вод не прогнозируется.

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 Кзылкогинском районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Кзылкогинском 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 (Окись 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 путе 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, критического нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 дороги все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

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; территорий 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, водо-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 ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

Намечаемая деятельность предусматривает Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь.

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промысловово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и поступилизацию объекта) ТОО «АП – Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы. Бурение добывающих скважин предусмотрено на 2023- 2024 годы. Вывод из консервации скважин предусмотрены на 2023-2026 годы.

Рентабельный период по вариантам составил: 3 вариант – 2023-2056гг.

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

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины составит: 12.00326043 г/сек и 98.361396 т/период. За период вывода из консервации скважин: от 1 скважины - 1,103831686 г/сек и 3,158050477 т/период.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2025 год) – 16,8336673 г/сек и 317,5236871/год.

При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс 0,00535 т/ год, Марганец и его соединения 2 класс 0,00046 т/год, Азота (IV) диоксид 2 класс - 27,64692096 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс - 27,0242575 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс- 10,91345064 т/год, Сера диоксид 3класс - 22,3906223 т/год, Сероводород 2класс - 0,26844308 т/год, Углерод оксид 4 класс -27,9054564 т/год, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс) 0,000375 т/год, Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс - 0,00165 т/год, Бутан (4класс) 3,901069 т/год, Гексан (4 класс) 0,1171241 т/год, Пентан (4 класс) 0,43617155 т/год, Метан - 22,47987769 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0,7449961 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 98,1908518 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) - 50,8654356 т/год, Бензол (2 класс) 0,4028 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0,1267 т/год, Метилбензол (3 класс) 0,2532 т/год, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0,20349 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0,20349 т/год, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*) 0,000073 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) 23,4407224 т/год, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 0,0007 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 тем, 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 хозяйствственно-бытовых стоков проектом предусмотрен в биотуалет с последующим вывозом ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией.

Объем водоотведения хозяйствственно-бытовых сточных вод составит 141,1 м³/период ведения буровых работ на 1-ой скважине. При выводе из консервации скважины составляет 15,62 м³/период. При эксплуатации водоотведения будет составлять 2849,92 м³/год. Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей отсутствуют.

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 бурение и расконсервации скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	1079,08
в том числе:		
отходов производства	-	1075,68
отходов потребления	-	3,4
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	482,52
Буровой раствор	-	588,56
Отработанное масло	-	0,507
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	3,4
Металлолом, тонн	-	2,02
Огарки использованных электродов	-	0,075
Использованная тара		1,5
Пустая бочкотара		0,5

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	3,77296
в том числе:		
отходов производства	-	0,37296
отходов потребления	-	3,4
Опасные отходы		
Промасленная ветошь	-	0,0405
Люминесцентные лампы	-	0,0208
Отработанные масляные фильтры	-	0,00256
Неопасные отходы		
ТБО, тонн	-	3,4
Металлолом, тонн	-	0,1517
Использованные автошины	-	0,1574

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 ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению; требования к раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

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 расстояние 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 горючесмазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведение работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 социальную -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказывать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействие высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МООС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - Местное воздействие (4) - площадь воздействия от

10 до 100 км².

- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3 лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Для определения интегральной оценки воздействия горных работ на компоненты окружающей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения 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 устраниению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняют 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, ведет 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;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- ✓ 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 соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты 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, уголком 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 организаций, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и раннее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- 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 НОПРЕДЕЛННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Основным загрязнением атмосферы на период разработки месторождения является пыление, негативно действующие на состояние окружающей среды и здоровье человека.

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 50%;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

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.

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине канав, со складированием его в непосредственной близости от места проведения горных работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период горных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц разведочные работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

– строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

– соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

– при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную

компетентную организацию;

– в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороги все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

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 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 снижаются выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компаний;
- 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

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" Утвержденны приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2.
3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.
5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996г.
6. Методические указания по расчету выбросов за грязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и промотходов. ВНИИГАЗ, М., 1999
7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от «12» июня 2014 года №221-Ө

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Методологические аспекты оценки воздействия выполнялись на определении трех параметров:

- пространственного масштаба воздействия;
- временного масштаба воздействия;
- интенсивности воздействия.

Общая схема для оценки воздействия:

1. Выявление воздействий
2. Снижение и предотвращение воздействий
3. Оценка значимости остаточных воздействий

По каждому выявленному возможному воздействию на окружающую среду проводится оценка его существенности.

Воздействие на окружающую среду признается существенным во всех случаях, кроме случаев сблюдения в совокупности следующих условий:

1. воздействие на окружающую среду, в силу его вероятности, частоты, продолжительности, сроков выполнения работ, пространственного охвата, места его осуществления, кумулятивного характера и других параметров, а также с учетом указанных в заявлении о намечаемой деятельности мер по предупреждению, исключению и снижению такого воздействия и (или) по устранению его последствий;

2. не приведет к деградации экологических систем, истощению природных ресурсов, включая дефицитные и уникальные природные ресурсы;

3. не приведет к нарушению экологических нормативов качества окружающей среды;

4. не приведет к ухудшению условий проживания людей и их деятельности, включая: состояние окружающей среды, влияющей на здоровье людей; посещение мест отдыха, туризма, культовых сооружений и иных объектов; заготовку природных ресурсов, использование транспортных и других объектов; осуществление населением сельскохозяйственной деятельности, народных промыслов или иной деятельности;

5. не приведет к ухудшению состояния территорий и объектов, осуществляемых в особо охраняемых природных территориях, в их охранных зонах, на землях оздоровительного, рекреационного и историкокультурного назначения; в пределах природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений; на участках размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; на территории (акватории), на которой компонентам природной среды нанесен экологический ущерб; на территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения; в черте населенного пункта или его пригородной зоны; на территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия;

6. не повлечет негативных трансграничных воздействий на окружающую среду;

7. не приведет к следующим последствиям:

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизведения;

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

- это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют участки с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют технологии или методы для компенсации потери биоразнообразия;

– это приведет к потере биоразнообразия и компенсация потери биоразнообразия невозможна по иным причинам.

Описания состояния окружающей среды выполнены с использованием материалов из общедоступных источников информации:

- Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан и его областными территориальными управлениями;

- подзаконные акты, сопутствующие Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года;
- утвержденные методики расчета выбросов вредных веществ к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан;
- данные сайта РГП «КАЗГИДРОМЕТ» <https://www.kazhydromet.kz/ru>;
- научными и исследовательскими организациями;
- другие общедоступные данные.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь (по состоянию на 02.01.2023 г.)» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источником выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.



Рисунок 1. Обзорная карта

- 1) Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь. В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120

км. Вдоль железной дороги Макат-Кандагаш проходит система коммуникаций, кабель ВОЛС, ЛЭП 35 кВт и автодорога Актобе-Атырау. Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань - Актобе, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее, и грунтовые дороги. В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м. Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период. Климат района резко континентальный, засушливый, с жарким сухим летом (максимальная температура +45 °C), малоснежной холодной зимой (до -35°C -40°C). Количество осадков не превышает 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний сезон. В этот период из-за раскивающих солончаковых почв и снежных заносов полевые проселочные дороги становятся труднопроходимыми. Снеговой покров ложится в начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова достигает 20-30 см, но сильными ветрами основная часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, низины) и образует снежные заносы. Для района работ характерны постоянно дующие ветры, направление которых часто соответствует временам года: зимой и весной - восточное, а летом и осенью - западное и южное. С своеобразие климата и литолого-стратиграфических условий района отражается в специфике почвенного покрова территории. Почвы развиты, в основном, светло-каштановые в комплексе с солонцами и солончаками. Мощность почвенного слоя не превышает 1 м. Растительность бедная, исключительно травянистая. Покрытие почвы растительностью составляет 60-80%. На возвышенностях развиты полынно-ковыльные сообщества, на пониженных участках пестрые комплексы бело-полынных и черно-полынных сообществ.

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...», «Регламента составления проектов...», опыта реализации запроектированной на месторождении системы разработки, оценки эффективности применяемой на месторождении технологии, результатов промышленной разработки месторождения, а также геолого-физических условий, характеризующихся незначительной глубиной залегания, высокой вязкостью пластовой нефти, различной энергией контурной зоны, тектонической изолированностью и высокой неоднородностью коллекторских свойств. Расчетные варианты технологических показателей базировались на фактическом состоянии разработки. Дальнейший подбор вариантов зависел от оптимизации реализуемого варианта. При составлении вариантов учтены в основном имеющиеся эксплуатационные скважины и их техническое состояние.

В проекте предусмотрены три варианта разработки, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин, а также запланированным ГТМ в 3 варианте. При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, рекомендуемый вариант разработки 3, характеризуется лучшими показателями.

3 вариант:

I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение добывающей скважины 105 в 2023 году;

II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77.

III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей;

IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме, с проведением опытно-промышленного испытания новой технологии по повышению нефтеотдачи, а именно прогреве пласта, в скважине 9БИС. Предлагается использовать электродный нагреватель, который предназначен для тепловой обработки призабойной зоны вертикальных скважин с

высоковязкой нефтью. В 2024 году запланирована к бурению добывающая скважина 106;

В объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме;

VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку.

Как видно из описания, данный вариант идентичен варианту 2, единственным различием является проведение мероприятия по интенсификации притока, заключающиеся в прогреве пласта на IV объекте , в скважине 9БИС, в 2025 году.

2) Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении претируемых работ оказывать не будет.

В связи с тем, что территория участка расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет.

Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.

В результате производственной деятельности действие 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) Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины составит: 12.00326043 г/сек и 98.361396 т/период. За период вывода из консервации скважин: от 1 скважины - 1,103831686 г/сек и 3,158050477 т/период. При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2025 год) – 16,8336673 г/сек и 317,5236871/год. При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс 0,00535 т/ год, Марганец и его соединения 2 класс 0,00046 т/год, Азота (IV) диоксид 2 класс - 27,64692096 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс - 27,0242575 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3 класс- 10,91345064 т/год, Сера диоксид 3 класс - 22,3906223 т/год, Сероводород 2 класс - 0,26844308 т/год, Углерод оксид 4 класс -27,9054564 т/год, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс) 0,000375 т/год, Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс - 0,00165 т/год, Бутан (4класс) 3,901069 т/год, Гексан (4 класс) 0,1171241 т/год, Пентан (4 класс) 0,43617155 т/год, Метан - 22,47987769 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0,7449961 т/год, Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) 98,1908518 т/год, Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) - 50,8654356 т/год, Бензол (2 класс) 0,4028 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0,1267 т/год, Метилбензол (3 класс) 0,2532 т/год, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0,20349 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0,20349 т/год, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)0,000073 т/год, Алканы С12-19 (4 класс) 23,4407224 т/год, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 0,0007 т/год..

4) Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной презентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 горения специалистов 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 умело 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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 предусматриваются. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматриваются.

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 При СМР, подготовительных работах, бурении и испытании скважины

Источник загрязнения N 6001, Земляные работы

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 2.0 - 0.5 %

Коэффициент, учитывающий влажность материала (табл. 9.1), **K0 = 1.3**

Скорость ветра в диапазоне: 1.0 - 2.0 м/с

Коэффициент, учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл. 9.2), **K1 = 1**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла (табл. 9.4), **K4 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 0.5**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл. 9.5), **K5 = 0.4**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 540**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, **N = 0**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 1**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, **MH = 0.01**

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), $M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^6 = 1.3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 1 \cdot (1-0) \cdot 10^6 = 0.000281$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (9.25), $G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 0.01 \cdot (1-0) / 3600 = 0.000780$

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)	0.0007800	0.0002810

Источник загрязнения N 6002, Участок сварки

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 = 200**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 2**

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.31**

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) / в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 10.69**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 200 / 10^6 = 0.00214$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 2 / 3600 = 0.00594$

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), $M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 200 / 10^6 = 0.000184$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 2 / 3600 = 0.000511$

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), $M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 200 / 10^6 = 0.00028$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 2 / 3600 = 0.000778$

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), $M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 200 / 10^6 = 0.00066$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 2 / 3600 = 0.001833$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 200 / 10^6 = 0.00015$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 2 / 3600 = 0.000417$

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), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 200 / 10^6 = 0.00024$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 2 / 3600 = 0.000667$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 200 / 10^6 = 0.000039$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 2 / 3600 = 0.0001083$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 200 / 10^6 = 0.00266$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0059400	0.0021400
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0005110	0.0001840
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006670	0.0002400
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0001083	0.0000390
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0073900	0.0026600
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0004170	0.0001500
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0018330	0.0006600
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)	0.0007780	0.0002800

Источник загрязнения N0001, Дизельный двигатель «G12V190PZLG»

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{эод}$, т, 182.4

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 810

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 117.28

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^6 * b * P = 8.72 * 10^6 * 117.28 * 810 = 0.828372096 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.828372096 / 0.531396731 = 1.558858095 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	3.6	4.32	1.02857	0.17143	1.2	0.04286	3.71E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Г	15	18	4.28571	0.71429	5	0.17143	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{эод} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.7776	2.62656	0	0.7776	2.62656
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.12636	0.426816	0	0.12636	0.426816
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0385717	0.1302865	0	0.0385717	0.1302865
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.27	0.912	0	0.27	0.912
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.81	2.736	0	0.81	2.736
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000008	0.0000036	0	0.0000008	0.0000036
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0096435	0.0312688	0	0.0096435	0.0312688
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2314282	0.7817135	0	0.2314282	0.7817135

Источник загрязнения N0002-0003, Дизельный двигатель «CAT3512 DITA»

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 307.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 783

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 102.17

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 400

Используемая прирооохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^{-6} * b_{оэ} * P_{оэ} = 8.72 * 10^{-6} * 102.17 * 783 = 0.697592239 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.697592239 / 0.531396731 = 1.312752222 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	2.65	3.36	0.68571	0.1	1.4	0.02857	3.14E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	11	14	2.85714	0.42857	6	0.11429	0.00001

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_{оэ} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации принятые 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)	0.58464	3.44064	0	0.58464	3.44064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.095004	0.559104	0	0.095004	0.559104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.02175	0.1316567	0	0.02175	0.1316567
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.3045	1.8432	0	0.3045	1.8432

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.576375	3.3792	0	0.576375	3.3792
0703	Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000007	0.0000031	0	0.0000007	0.0000031
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006214	0.0351099	0	0.006214	0.0351099
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1491419	0.8777134	0	0.1491419	0.8777134

Источник загрязнения N0004, Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»;

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 76.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 200 = 0.3488 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.3488 / 0.531396731 = 0.656383413 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1706667	0.98304	0	0.1706667	0.98304
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0277333	0.159744	0	0.0277333	0.159744
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0079367	0.0438858	0	0.0079367	0.0438858
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0666667	0.384	0	0.0666667	0.384
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1722222	0.9984	0	0.1722222	0.9984
0703	Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000002	0.0000015	0	0.0000002	0.0000015
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001905	0.0109716	0	0.001905	0.0109716
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0460317	0.2633142	0	0.0460317	0.2633142

Источник загрязнения N0005, Дизельный генератор (резервный)Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 3.6Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 160Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 187.5Температура отработавших газов $T_{о2}$, К, 400

Используемая прирооохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{о2}$, кг/с:

$$G_{о2} = 8.72 * 10^{-6} * b * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 187.5 * 160 = 0.2616 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{о2}$, кг/м³:

$$\gamma_{о2} = 1.31 / (1 + T_{о2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{о2}$, м³/с:

$$Q_{о2} = G_{о2} / \gamma_{о2} = 0.2616 / 0.531396731 = 0.49228756 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3413333	0.1152	0	0.3413333	0.1152
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0554667	0.01872	0	0.0554667	0.01872
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0222222	0.0072	0	0.0222222	0.0072
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0533333	0.018	0	0.0533333	0.018
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2755556	0.0936	0	0.2755556	0.0936
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000005	0.0000002	0	0.0000005	0.0000002
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0053333	0.0018	0	0.0053333	0.0018
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/(Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1288889	0.0432	0	0.1288889	0.0432

Источник загрязнения N0006, Цементировочный агрегат, «ЦА-320М»Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 9.5Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 176Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 215.9Температура отработавших газов $T_{о2}$, К, 400

Используемая прирооохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{о2}$, кг/с:

$$G_{о2} = 8.72 * 10^{-6} * b * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{о2}$, кг/м³:

$$\gamma_{о2} = 1.31 / (1 + T_{о2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{о2}$, м³/с:

$$Q_{о2} = G_{о2} / \gamma_{о2} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{cod} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.3754667	0.304	0	0.3754667	0.304
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0610133	0.0494	0	0.0610133	0.0494
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0244444	0.019	0	0.0244444	0.019
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0586667	0.0475	0	0.0586667	0.0475
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3031111	0.247	0	0.3031111	0.247
0703	Бенз/a/пирен (3,4-Бензипирен) (54)	0.0000006	0.0000005	0	0.0000006	0.0000005
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0058667	0.00475	0	0.0058667	0.00475
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1417778	0.114	0	0.1417778	0.114

Источник загрязнения N0007, Передвижная паровая установка (ППУ)

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{cod} , т, 2.4

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 118.3

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 118.3 * 169 = 0.174336344 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.174336344 / 0.531396731 = 0.328071917 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{cod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации принятые 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)	0.3605333	0.0768	0	0.3605333	0.0768
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585867	0.01248	0	0.0585867	0.01248
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0234722	0.0048	0	0.0234722	0.0048
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0563333	0.012	0	0.0563333	0.012
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2910556	0.0624	0	0.2910556	0.0624
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000001	0	0.0000006	0.0000001
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056333	0.0012	0	0.0056333	0.0012
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1361389	0.0288	0	0.1361389	0.0288

Источник загрязнения N 6003, Емкость для хранения дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 478.87**

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 = 478.87**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 25**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп однотипных резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Кртхах для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsg для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент , **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMax = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 25**

Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выбросов, г/с (6.2.1), **G = C · KPMax · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMax · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 478.87 + 3.15 · 478.87) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.001047**

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 · 0.001047 / 100 = 0.001044**

Максимальный из разовых выбросов, 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 · 0.001047 / 100 = 0.00000293**

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	0.00000293
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0010440

Источник загрязнения N 6004, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 1920$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 1920) / 1000 = 0.0768$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0768 / 100 = 0.0766$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0768 / 100 = 0.000215$

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	0.0002150
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0110800	0.0766000

Источник загрязнения N 6005, Емкость для хранения масла

Список литературы:

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

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 15), $CMAX = 0.24$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, $QOZ = 3.6$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м3(Прил. 15), $COZ = 0.15$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м3, $QVL = 3.6$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м3(Прил. 15), $CVL = 0.15$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час, $VSL = 1.5$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (CMAX \cdot VSL) / 3600 = (0.24 \cdot 1.5) / 3600 = 0.0001$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) \cdot 10^6 = (0.15 \cdot 3.6 + 0.15 \cdot 3.6) \cdot 10^6 = 0.00000108$

Удельный выброс при проливах, г/м3, $J = 12.5$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^6 = 0.5 \cdot 12.5 \cdot (3.6 + 3.6) \cdot 10^6 = 0.000045$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.00000108 + 0.000045 = 0.0000461$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000461 / 100 = 0.0000461$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0001 / 100 = 0.0001$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0.0001000	0.0000461

Источник загрязнения N 6006, Блок приготовления бурового раствора

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 1920$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 2 = 0.000922$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0001623 \cdot 1920 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001122$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00003615 \cdot 1920 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00025$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00000978 \cdot 1920 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000676$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00000678 \cdot 1920 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000469$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00000686 \cdot 1920 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000474$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	1920

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.0000474
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.0000469
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0002500
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.0000676
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0001623	0.0011220

Источник загрязнения N0008, Дизельный двигатель при освещении

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 129.6

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_2 , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_2 , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_2 * P_2 = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 100 = 0.1744 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{si} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{si} * B_{coo} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации принятые 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)	0.0853333	1.65888	0	0.0853333	1.65888
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0138667	0.269568	0	0.0138667	0.269568
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0039683	0.0740573	0	0.0039683	0.0740573
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0333333	0.648	0	0.0333333	0.648
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0861111	1.6848	0	0.0861111	1.6848
0703	Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	9.5000E-8	0.0000026	0	9.5000E-8	0.0000026
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0009525	0.0185147	0	0.0009525	0.0185147
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0230158	0.4443427	0	0.0230158	0.4443427

Источник загрязнения N0009, Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{coo} , т, 246.24

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 224.85

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 224.85 * 169 = 0.331356948 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499 \quad (A.4)$$

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_{si} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{si} * B_{coo} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации принятые 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	т/год без	% очистки	г/сек с	т/год с
Б						

		очистки	очистки		очисткой	очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3605333	7.87968	0	0.3605333	7.87968
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585867	1.280448	0	0.0585867	1.280448
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0234722	0.49248	0	0.0234722	0.49248
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0563333	1.2312	0	0.0563333	1.2312
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2910556	6.40224	0	0.2910556	6.40224
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000135	0	0.0000006	0.0000135
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056333	0.12312	0	0.0056333	0.12312
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1361389	2.95488	0	0.1361389	2.95488

Источник загрязнения N0010, Факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	60	37.7711497	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	22	25.9584932	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	9	15.5730947	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	6	13.6845372	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2	5.66233711	72.151	3.2210268
Азот(N2)	0.6	0.65960015	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.4	0.69078770	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **25.48453**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.6**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2415$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2415 * (800 + 273) / 25.48453)^{0.5} = 661.5398383$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.1157**

Скорость истечения смеси W_{ucm} , м/с (3):

$$W_{ucm} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.1157 / (3.141592654 * 0.5^2) = 0.589255261$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.1157 * 0.6 = 69.42$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ucm} / W_{36} = 0.000890733 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-[nef]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 25.4845300) = 77.88254286$$

где x_i - число атомов углерода;

$[nef]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[nef]_o$ 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/т;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	1.3884000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.1666080
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0270738
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0347100
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1388400

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m * M_{co} - M_{ch4} * M_c) = 0.01 * 69.4200000 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8825429 + 0.6907877) - 1.3884000 - 0.0347100 - 0.1388400 = 197.0225637$$

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_{nc} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{nc} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 60 + 152 * 22 + 218 * 9 + 283 * 6 + 349 * 2 + 56 * 0 = 12832$$

где $[CH4]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (25.48453)^{0.5} = 0.242314583$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.290836382$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащей атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0.290836382) = 14.12335619$$

= 14.12335619

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 14.12335619 = 15.12335619$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12832 * (1-0.242314583) * 0.9984) / (15.12335619 * 0.4) = 2404.647632$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12832 * (1-0.242314583) * 0.9984) / (15.12335619 * 0.4) = 2404.647632$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_o) / 273 = 0.1157 * 15.12335619 * (273 + 2404.647632) / 273 = 17.16217467$$

Длина факела L_{phi} , м:

$$L_{phi} = 15 * d = 15 * 0.5 = 7.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{phi} + h_e = 7.5 + 10 = 17.5$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{phi} + 0.49 * d = 0.14 * 7.5 + 0.49 * 0.5 = 1.295$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_\phi^2 = 1.27 * 17.16217467 / 1.295^2 = 12.99680198$$

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: 6480;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
-----	---------	------------	--------------

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	1.3884	32.3885952
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.166608	3.886631424
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0270738	0.631577606
0410	Метан (727*)	0.03471	0.80971488
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.13884	3.23885952
0380	Диоксид углерода	197.0225637	4596.142366

Источник загрязнения N 6007, Площадка налива нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п.5.

Вид выброса, $VV = \text{Выбросы паров нефти и бензинов}$

Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$

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, $_NAME_ = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$

Конструкция резервуаров, $_NAME_ = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $_NAME_ = A, B, V$

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Krmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAK = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 10800$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.8$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 10800 / (0.8 \cdot 50) = 270$

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., $PS = 45$

, $P = 45$

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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 1.09) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 10800 / (10^7 \cdot 0.8) = 0.458$

Максимальный из разовых выбросов паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAK \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.00832$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.458 / 100 = 0.332$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00603$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.458 / 100 = 0.1227$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00223$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.458 / 100 = 0.001603$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00832 / 100 = 0.0000291$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.458 / 100 = 0.001008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00832 / 100 = 0.0000183$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, н- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.458 / 100 = 0.000504$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00000915$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.458 / 100 = 0.000275$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00832 / 100 = 0.00000499$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000499	0.0002750
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0060300	0.3320000
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0022300	0.1227000
0602	Бензол (64)	0.0000291	0.0016030
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000915	0.0005040
0621	Метилбензол (349)	0.0000183	0.0010080

Источник загрязнения N 6008, Устье скважины

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

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

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 12 = 0.00553$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00553 / 3.6 = 0.001536$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 63.39 / 100 = 0.000974$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000974 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0227$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 14.12 / 100 = 0.000217$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000217 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00506$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000587$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000587 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00137$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000407$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000407 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00095$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001536 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000412 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000961$

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., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 2 = 0.0777$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0777 / 3.6 = 0.0216$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 63.39 / 100 = 0.0137$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.3196$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 14.12 / 100 = 0.00305$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00305 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0712$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 3.82 / 100 = 0.000825$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000825 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01925$

Примесь: 0405 Пентан (450)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 2.65 / 100 = 0.000572$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000572 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01334$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0216 \cdot 2.68 / 100 = 0.000579$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0135$

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., $N = 24$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 24 = 0.0001382$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001382 / 3.6 = 0.0000384$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 63.39 / 100 = 0.00002434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002434 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000568$

Примесь: 0410 Метан (727*)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000542$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000542 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001264$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 3.82 / 100 = 0.000001467$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001467 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000342$

Примесь: 0405 Пентан (450)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001018$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001018 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002375$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000384 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000103$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000103 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002403$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	6480
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	6480
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	24	6480

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0005790	0.01448503
0405	Пентан (450)	0.0005720	0.01431375
0410	Метан (727*)	0.0030500	0.0763864
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0008250	0.0206542
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0137000	0.3428680

При расконсервации скважины

Источник загрязнения N0011, Дизельный генератор вахтового поселка

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 0.576

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 120

Температура отработавших газов $T_{оэ}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{оэ}$, кг/с:

$$G_{оэ} = 8.72 * 10^6 * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^6 * 120 * 100 = 0.10464 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{оэ}$, кг/м³:

$$\gamma_{оэ} = 1.31 / (1 + T_{оэ} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{оэ}$, м³/с:

$$Q_{оэ} = G_{оэ} / \gamma_{оэ} = 0.10464 / 0.531396731 = 0.196915024 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{mi} 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:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{mi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Примесь:0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 6.2 * 100 / 3600 = 0.172222222$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} = 26 * 0.576 / 1000 = 0.014976$$

Примесь:0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.8 = (9.6 * 100 / 3600) * 0.8 = 0.213333333$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{год} / 1000) * 0.8 = (40 * 0.576 / 1000) * 0.8 = 0.018432$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 2.9 * 100 / 3600 = 0.080555556$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} / 1000 = 12 * 0.576 / 1000 = 0.006912$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.5 * 100 / 3600 = 0.013888889$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} / 1000 = 2 * 0.576 / 1000 = 0.001152$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 1.2 * 100 / 3600 = 0.033333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} / 1000 = 5 * 0.576 / 1000 = 0.00288$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.12 * 100 / 3600 = 0.003333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} = 0.5 * 0.576 / 1000 = 0.000288$$

Примесь:0703 Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.000012 * 100 / 3600 = 0.000000333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} = 0.00005 * 0.576 / 1000 = 0.000000032$$

Примесь:0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.13 = (9.6 * 100 / 3600) * 0.13 = 0.034666667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{год} / 1000) * 0.13 = (40 * 0.576 / 1000) * 0.13 = 0.0029952$$

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)	0.2133333	0.018432	0	0.2133333	0.018432
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0346667	0.0029952	0	0.0346667	0.0029952
0328	Углерод (Сажа, Углерод)	0.0138889	0.001152	0	0.0138889	0.001152

	черный)(583)					
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0333333	0.00288	0	0.0333333	0.00288
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1722222	0.014976	0	0.1722222	0.014976
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000003	3.1680E-8	0	0.0000003	3.1680E-8
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0033333	0.000288	0	0.0033333	0.000288
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0805556	0.006912	0	0.0805556	0.006912

Источник загрязнения N0012, Привод силового блока

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{zod} , т, 0.96

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_z , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_z , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_z * P_z = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 100 = 0.1744 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	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

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 6.2 * 100 / 3600 = 0.17222222$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 26 * 0.96 / 1000 = 0.02496$$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} * P_z / 3600) * 0.8 = (9.6 * 100 / 3600) * 0.8 = 0.213333333$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.8 = (40 * 0.96 / 1000) * 0.8 = 0.03072$$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 2.9 * 100 / 3600 = 0.080555556$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 12 * 0.96 / 1000 = 0.01152$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 0.5 * 100 / 3600 = 0.01388889$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 2 * 0.96 / 1000 = 0.00192$$

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

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 1.2 * 100 / 3600 = 0.033333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 5 * 0.96 / 1000 = 0.0048$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} * P_z / 3600 = 0.12 * 100 / 3600 = 0.003333333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} / 1000 = 0.5 * 0.96 / 1000 = 0.00048$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.000012 * 100 / 3600 = 0.000000333$$

$$W_i = q_{mi} * B_{zod} = 0.000055 * 0.96 / 1000 = 0.000000053$$

Примесь:0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.13 = (9.6 * 100 / 3600) * 0.13 = 0.034666667$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{zod} / 1000) * 0.13 = (40 * 0.96 / 1000) * 0.13 = 0.004992$$

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)	0.2133333	0.03072	0	0.2133333	0.03072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0346667	0.004992	0	0.0346667	0.004992
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0138889	0.00192	0	0.0138889	0.00192
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0333333	0.0048	0	0.0333333	0.0048
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1722222	0.02496	0	0.1722222	0.02496
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000003	5.2800E-8	0	0.0000003	5.2800E-8
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0033333	0.00048	0	0.0033333	0.00048
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0805556	0.01152	0	0.0805556	0.01152

Источник загрязнения N 6009, Емкость хранения дизтоплива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 0.768**

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 = 0.768**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 0.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 100**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kртах для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент , **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMax = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 100**

Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выбросов, г/с (6.2.1), **G = C · KPMax · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 0.5 / 3600 = 0.0000544**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMax · 10⁶ + GHR = (2.36 · 0.768 + 3.15 · 0.768) · 0.1 · 10⁶ + 0.000783 = 0.000783**

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 · 0.000783 / 100 = 0.000781**

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0000544 / 100 = 0.0000542$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0000783 / 100 = 0.000002192$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0000544 / 100 = 0.0000001523$

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000001523	0.000002192
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0000542	0.0007810

Источник загрязнения N 6010, Насос для перекачки дизтоплива

4 (южная) климатическая зона

Южная зона, области РК: Алматинская, Атырауская, Жамбылская, юг Карагадинской (ранее Жезказганской)

Площадь испарения поверхности, м², $F = X_2 \cdot Y_2 = 0 \cdot 0 = 1$

Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м² в месяц(п.5.3.3), $NIOZ = 2.16$

Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м² в месяц(п.5.3.3), $N2VL = 2.88$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.45), $G = N2VL \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 1 / 2592 = 0.00111$

Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46), $M = (NIOZ + N2VL) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (2.16 + 2.88) \cdot 6 \cdot 1 \cdot 0.001 = 0.03024$

Валовый выброс, т/год, $M = 0.03024$

Итого:

Код	Примесь	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)	0.0011100	0.0302400

При эксплуатации месторождения

Источник загрязнения N 0001, ДЭС, мощностью 508 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

2. Временные рекомендации по расчету выбросов

от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 103.75$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 149.4$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 30 / 3600 = 0.865$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 30 / 10^3 = 4.48$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0346$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1793$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 39 / 3600 = 1.124$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 39 / 10^3 = 5.83$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангирид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 10 / 3600 = 0.288$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 10 / 10^3 = 1.494$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 25 / 3600 = 0.72$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 25 / 10^3 = 3.735$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 12 / 3600 = 0.346$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 12 / 10^3 = 1.793$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0346$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1793$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)Оценочное значение среднекиклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 5 / 3600 = 0.144$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 5 / 10^3 = 0.747$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8650000	4.4800000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.1240000	5.8300000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1440000	0.7470000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2880000	1.4940000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.7200000	3.7350000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0346000	0.1793000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0346000	0.1793000
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3460000	1.7930000

Источник загрязнения N 6001, 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, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 74.7$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 74.7$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение Кртг для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент , $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAK = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 10$

Сумма $Ghri \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAK \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAK \cdot 10^6 + GHR = (2.36 \cdot 74.7 + 3.15 \cdot 74.7) \cdot 0.1 \cdot 10^6 + 0.000783 = 0.000824$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000824 / 100 = 0.000822$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000824 / 100 = 0.000002307$

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	0.000002307
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0008220

Источник загрязнения N 6002, Емкость для маслаНефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 2$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$
 Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 2$
 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 Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$
 Значение Kprg для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$
 Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
 при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$
 $GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$
 Коэффициент , $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMax = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м3, $V = 10$
 Сумма Ghri*Kprg*Nr, $GHR = 0.0000729$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMax \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$
 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMax \cdot 10^6 + GHR = (0.25 \cdot 2 + 0.25 \cdot 2) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$
Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое 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, цилиндровое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000730

Источник загрязнения N 6003, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:
 "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭСП, 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: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 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), $Q = 0.04$
 Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$
 Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$
 Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.0111$
 Валовый выброс, т/год, $_M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$
 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)	0.0111000	0.3504000

Источник загрязнения N 0002, ДЭС, мощностью 20 кВт

Список литературы:
 1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
 2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 4$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 5.76$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднечастотного выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 30 / 3600 = 0.0333$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 30 / 10^3 = 0.1728$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднеклассового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001333$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00691$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднеклассового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 39 / 3600 = 0.0433$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 39 / 10^3 = 0.2246$

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

Оценочное значение среднеклассового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 10 / 3600 = 0.0111$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 10 / 10^3 = 0.0576$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднеклассового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 25 / 3600 = 0.0278$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 25 / 10^3 = 0.144$

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

Оценочное значение среднеклассового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 12 / 3600 = 0.01333$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 12 / 10^3 = 0.0691$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднеклассового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001333$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00691$

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

Оценочное значение среднеклассового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 5 / 3600 = 0.00556$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 5 / 10^3 = 0.0288$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0333000	0.1728000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433000	0.2246000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0055600	0.0288000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0111000	0.0576000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0278000	0.1440000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0013330	0.0069100
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0013330	0.0069100
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0133300	0.0691000

Источник загрязнения N 0003, Котел Ферроли NC-400

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, $K3 = \text{Газ (природный)}$

Расход топлива, тыс.м3/год, $BT = 39$

Расход топлива, л/с, $BG = 2.5$

Месторождение, $M = \text{Бухара-Урал}$

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/м3(прил. 2.1), $QR = 6648$

Пересчет в МДж, $QR = QR \cdot 0.004187 = 6648 \cdot 0.004187 = 27.84$

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), $AR = 0$

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), $AIR = 0$

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), $SR = 0$

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), $SIR = 0$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, $QN = 81$

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, $QF = 81$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.0776$

Коэффиц. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, $B = 0$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.0776 \cdot (81 / 81)^{0.25} = 0.0776$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (I-B) = 0.001 \cdot 39 \cdot 27.84 \cdot 0.0776 \cdot (1-0) = 0.0843$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (I-B) = 0.001 \cdot 2.5 \cdot 27.84 \cdot 0.0776 \cdot (1-0) = 0.0054$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.0843 = 0.0674$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0054 = 0.00432$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.0843 = 0.01096$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0054 = 0.000702$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), $NSO2 = 0.2$

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), $H2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (I-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 39 \cdot 0 \cdot (1-0.2) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 39 = 0$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (I-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 2.5 \cdot 0 \cdot (1-0.2) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 2.5 = 0$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q4 = 0.5$

Кол-во окиси углерода на единицу тепла, кг/Гдж(табл. 2.1), $KCO = 0.25$

Тип топки: Паровые и водогрейные котлы

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³, $CCO = QR \cdot KCO = 27.84 \cdot 0.25 = 6.96$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (I-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 39 \cdot 6.96 \cdot (1-0.5 / 100) = 0.27$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (I-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 2.5 \cdot 6.96 \cdot (1-0.5 / 100) = 0.0173$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0043200	0.0674000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007020	0.0109600
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0173000	0.2700000

Источник загрязнения N 0004, Котел Ферроли NC-140

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, $K3 = \text{Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)}$

Расход топлива, т/год, $BT = 118.26$

Расход топлива, г/с, $BG = 3.75$

Марка топлива, $M = \text{Дизельное топливо}$

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), $QR = 10210$

Пересчет в МДж, $QR = QR \cdot 0.004187 = 10210 \cdot 0.004187 = 42.75$

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), $AR = 0.025$

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), $AIR = 0.025$

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), $SR = 0.3$

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), $SIR = 0.3$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, $QN = 126$

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, $QF = 126$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.0806$

Коэффиц. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, $B = 0$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.0806 \cdot (126 / 126)^{0.25} = 0.0806$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (I-B) = 0.001 \cdot 118.26 \cdot 42.75 \cdot 0.0806 \cdot (1-0) = 0.4075$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (I-B) = 0.001 \cdot 3.75 \cdot 42.75 \cdot 0.0806 \cdot (1-0) = 0.01292$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.4075 = 0.326$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.01292 = 0.01034$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.4075 = 0.053$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.01292 = 0.00168$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), $NSO2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), $H2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (I-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 118.26 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 118.26 = 0.695$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (I-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 3.75 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 3.75 = 0.02205$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q4 = 0.5$

Кол-во окиси углерода на единицу тепла, кг/Гдж(табл. 2.1), $KCO = 0.32$

Тип топки: Камерная топка

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³, $CCO = QR \cdot KCO = 42.75 \cdot 0.32 = 13.68$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (I-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 118.26 \cdot 13.68 \cdot (1-0.5 / 100) = 1.61$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (I-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 3.75 \cdot 13.68 \cdot (1-0.5 / 100) = 0.051$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M = BT \cdot AR \cdot F = 118.26 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.02957$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G = BG \cdot AIR \cdot F = 3.75 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.000938$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0103400	0.3260000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0016800	0.0530000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0009380	0.0295700
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0220500	0.6950000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0510000	1.6100000

Источник загрязнения N 0005, Печь УН-02 №1

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 природный

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 80$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^3 = 1.5 \cdot 80 \cdot 10^3 = 0.12$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^3 = 1 \cdot 0.12 \cdot 8760 \cdot 10^3 = 1.051$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.12 / 3.6 = 0.0333$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^3 = 1.5 \cdot 80 \cdot 10^3 = 0.12$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^3 = 1 \cdot 0.12 \cdot 8760 \cdot 10^3 = 1.051$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.12 / 3.6 = 0.0333$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.62$

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

$$\text{одной форсунки (МДж/ч)} (\text{по ф-ле на с. 105}), QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.62 \cdot 80 / 1 = 3810.2$$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{\text{ср}}/V_{\text{г}}$ при заданном коэффиц. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.81$

$$\text{Концентрация оксидов азота, кг/м}^3 (5.6), CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^6 = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 3810.2 / 2628 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.81 \cdot 10^6 = 0.000227$$

$$\text{Объем продуктов сгорания, м}^3/\text{ч} (5.4), VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 80 \cdot 1.62 = 1016.1$$

$$\text{Объем продуктов сгорания, м}^3/\text{с}, VO = VR / 3600 = 1016.1 / 3600 = 0.282$$

$$\text{Количество выбросов, кг/час (5.3), } M = VR \cdot CNOX = 1016.1 \cdot 0.000227 = 0.2307$$

$$\text{Валовый выброс окислов азота, т/год, } MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^3 = 1 \cdot 0.2307 \cdot 8760 \cdot 10^3 = 2.02$$

$$\text{Максимальный из разовых выбросов окислов азота, г/с, } GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.2307 / 3.6 = 0.0641$$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 2.02 = 1.616$$

$$\text{Максимальный из разовых выбросов, г/с, } G = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.0641 = 0.0513$$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 2.02 = 0.2626$$

$$\text{Максимальный из разовых выбросов, г/с, } G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.0641 = 0.00833$$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0513000	1.6160000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0083300	0.2626000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0333000	1.0510000
0410	Метан (727*)	0.0333000	1.0510000

Источник загрязнения N 0006, Печь УН-02 №2

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 природный

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 28$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$\text{Количество выбросов, кг/час (5.2a), } M = 1.5 \cdot B \cdot 10^3 = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^3 = 0.042$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^3 = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^3 = 0.368$$

$$\text{Максимальный из разовых выбросов, г/с, } G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$$

Примесь: 0410 Метан (727*)

$$\text{Количество выбросов, кг/час (5.2б), } M = 1.5 \cdot B \cdot 10^3 = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^3 = 0.042$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^3 = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^3 = 0.368$$

$$\text{Максимальный из разовых выбросов, г/с, } G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.62$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт, $MVT = 0.29$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.29 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 1044$
где $3.6 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

$$\text{одной форсунки (МДж/ч)} (\text{по ф-ле на с. 105}), QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.62 \cdot 28 / 1 = 1333.6$$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{\text{ср}}/V_{\text{г}}$ при заданном коэффиц. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.81$

$$\text{Концентрация оксидов азота, кг/м}^3 (5.6), CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^6 = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1333.6 / 1044 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.81 \cdot 10^6 = 0.00022$$

$$\text{Объем продуктов сгорания, м}^3/\text{ч} (5.4), VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 28 \cdot 1.62 = 355.6$$

$$\text{Объем продуктов сгорания, м}^3/\text{с}, VO = VR / 3600 = 355.6 / 3600 = 0.0988$$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 355.6 \cdot 0.0002 = 0.0711$
 Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0711 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.623$
 Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0711 / 3.6 = 0.01975$

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, $M = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 0.623 = 0.498$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.01975 = 0.0158$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 0.623 = 0.081$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.01975 = 0.00257$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0158000	0.4980000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025700	0.0810000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0116700	0.3680000
0410	Метан (727*)	0.0116700	0.3680000

Источник загрязнения N 0007, Печь ППТ-02 основная

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 природный

Общее количество топок, шт., **N = 1**

Количество одновременно работающих топок, шт., **N1 = 1**

Время работы одной топки, час/год, **T = 8760**

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, **B = 28**

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, **BB = 0**

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^3 = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^3 = 0.042$
 Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.368$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^3 = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^3 = 0.042$
 Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.368$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), **E = 1.62**

Число форсунок на одну топку, шт., **NN = 1**

Тепловая мощность одной топки, МВт, **MVT = 0.29**

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.29 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 1044$
 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), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.62 \cdot 28 / 1 = 1333.6$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, **A = 1**

Отношение V_{cr}/V_r при заданном коэффиц. избытка воздуха (табл.5.1), **V = 0.81**

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^6 = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1333.6 / 1044 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.81 \cdot 10^6 = 0.0002$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 28 \cdot 1.62 = 355.6$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 355.6 / 3600 = 0.0988$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 355.6 \cdot 0.0002 = 0.0711$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0711 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.623$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0711 / 3.6 = 0.01975$

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, $M = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 0.623 = 0.498$
 Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.01975 = 0.0158$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 0.623 = 0.081$
 Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.01975 = 0.00257$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0158000	0.4980000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025700	0.0810000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0116700	0.3680000
0410	Метан (727*)	0.0116700	0.3680000

Источник загрязнения N 0008, Печь ППТ-02 резерв

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 природный

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 28$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^3 = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^3 = 0.042$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^3 = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^3 = 0.368$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^3 = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^3 = 0.042$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^3 = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^3 = 0.368$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.62$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт, $MVT = 0.29$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.29 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 1044$
 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), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.62 \cdot 28 / 1 = 1333.6$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение Vсг/Vг при заданном коэффи. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.81$

Концентрация оксидов азота, кг/м3 (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1333.6 / 1044 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.81 \cdot 10^{-6} = 0.0002$

Объем продуктов сгорания, м3/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 28 \cdot 1.62 = 355.6$

Объем продуктов сгорания, м3/с, $VO = VR / 3600 = 355.6 / 3600 = 0.0988$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 355.6 \cdot 0.0002 = 0.0711$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^3 = 1 \cdot 0.0711 \cdot 8760 \cdot 10^3 = 0.623$

Максимальный из разовых выбросов окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0711 / 3.6 = 0.01975$

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, $M = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 0.623 = 0.498$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.01975 = 0.0158$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 0.623 = 0.081$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.01975 = 0.00257$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
-----	-----------------	------------	--------------

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0158000	0.4980000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025700	0.0810000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0116700	0.3680000
0410	Метан (727*)	0.0116700	0.3680000

Источник загрязнения N 0007, Сварочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 10$
Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 14.4$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклического выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 30 / 3600 = 0.0833$
Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 30 / 10^3 = 0.432$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклического выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00333$
Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01728$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклического выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 39 / 3600 = 0.1083$
Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 39 / 10^3 = 0.562$

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

Оценочное значение среднециклического выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 10 / 3600 = 0.0278$
Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 10 / 10^3 = 0.144$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклического выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 25 / 3600 = 0.0694$
Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 25 / 10^3 = 0.36$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 / в пересчете на C / (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклического выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 12 / 3600 = 0.0333$
Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 12 / 10^3 = 0.1728$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклического выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00333$
Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01728$

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

Оценочное значение среднециклического выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 5 / 3600 = 0.0139$
Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 5 / 10^3 = 0.072$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0833000	0.4320000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1083000	0.5620000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0139000	0.0720000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0278000	0.1440000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0694000	0.3600000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0033300	0.0172800

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0033300	0.0172800
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0333000	0.1728000

Источник загрязнения N 0008, Факел (аварийный)

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.

Площадка: м/р Кемеркель

Цех: Пункт сбора и сепарации нефти

Источник: 0007

Наименование: Факел (аварийный)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	60	37.7711497	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	22	25.9584932	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	9	15.5730947	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	6	13.6845372	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2	5.66233711	72.151	3.2210268
Азот(N2)	0.6	0.65960015	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.4	0.69078770	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **25.48453**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.6**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2415$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2415 * (800 + 273) / 25.48453)^{0.5} = 661.5398383$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.116**

Скорость истечения смеси W_{ucm} , м/с (3):

$$W_{ucm} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.116 / (3.141592654 * 0.1^2) = 14.76957872$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.116 * 0.6 = 69.6$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ucm} / W_{36} = 0.022326061 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [neg]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 25.4845300) = 77.88254286$$

где x_i - число атомов углерода;

$[neg]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;

величиной $[neg]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = YB_i * G$$

где YB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	1.3920000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.2088000
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0348000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1392000

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_n + [CO2]_o) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 69.600000 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8825429 + 0.6907877) - 1.3920000 - 0.0348000 - 0.1392000 = 197.533426$$

где $[CO2]_o$ - 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_{nc} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{nc} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 60 + 152 * 22 + 218 * 9 + 283 * 6 + 349 * 2 + 56 * 0 = 12832$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (25.48453)^{0.5} = 0.242314583$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.290836382$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [CxHy]_o) - 0.290836382) = 14.12335619$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = I + V_o = 1 + 14.12335619 = 15.12335619$$

Предварительная теплосемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочно значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (I-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12832 * (1-0.242314583) * 0.9984) / (15.12335619 * 0.4) = 2404.647632$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплосемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (I-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12832 * (1-0.242314583) * 0.9984) / (15.12335619 * 0.4) = 2404.647632$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.116 * 15.12335619 * (273 + 2404.647632) / 273 = 17.20667469$$

Длина факела L_{phi} , м:

$$L_{phi} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{phi} + h_e = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{phi} , м (29):

$$D_{phi} = 0.14 * L_{phi} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_{phi}^2 = 1.27 * 17.20667469 / 0.259^2 = 325.7625387$$

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: 72;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	1.392	0.3608064
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2088	0.05412096
0410	Метан (727*)	0.0348	0.00902016
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1392	0.03608064
0380	Диоксид углерода	197.533426	51.20066403

Источник загрязнения N 6004, Блок реагентов

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, $T = 8760$
 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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000612 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000193$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003234 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000102$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001632 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000515$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002046 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000645$

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, $T = 8760$
 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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000734 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02315$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01222$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001956 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00617$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000245 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/2
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	4	8760
Запорно-регулирующая	Утечки из легкой жидкости	2	8760

арматура (легкие углеводороды, двуфазные среды)			
---	--	--	--

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0007340	0.0233430
0403	Гексан (135)	0.0002450	0.0077945
0405	Пентан (450)	0.0001956	0.0062215
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0003875	0.0123220

Источник загрязнения N 6005, Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГСВ)

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., $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 24 = 0.01107$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01107 / 3.6 = 0.003075$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 63.39 / 100 = 0.00195$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0615$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 14.12 / 100 = 0.000434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001175$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0001175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003705$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000815$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000815 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00257$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026$

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., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 8 = 0.311$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.311 / 3.6 = 0.0864$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 63.39 / 100 = 0.0548$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0548 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.728$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 14.12 / 100 = 0.0122$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0122 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.385$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 3.82 / 100 = 0.0033$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0033 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.104$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.65 / 100 = 0.00229$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00229 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0722$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.68 / 100 = 0.002316$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002316 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.073$

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., $N = 35$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 35 = 0.0002016$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002016 / 3.6 = 0.000056$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000355$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000355 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00112$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000079$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000079 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000249$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000214$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000214 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000675$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001484$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000468$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000015$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000015 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000473$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол- во, шт.	Время ра- боты, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760

Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	8	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	35	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0023160	0.0756473
0405	Пентан (450)	0.0022900	0.0748168
0410	Метан (727*)	0.0122000	0.3989490
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0033000	0.1077725
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0548000	1.7906200

Источник загрязнения N 6006, Газовый сепаратор

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, $T = 8760$

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, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000376$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000376 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001186$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 45.69 / 100 = 0.001563$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001563 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0493$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 22.9 / 100 = 0.000783$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0247$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 12.08 / 100 = 0.000413$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000413 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01302$

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, $T = 8760$

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, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000264$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000833$

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 6007-6008, Горизонтальный отстойник 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 = -2***

Коэффициент Кт (Прил.7), ***KT = 0.27***

KTMIN = 0.27

Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX = 80***

Коэффициент Кт (Прил.7), ***KT = 1.25***

KTMAX = 1.25

Режим эксплуатации, ***_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)***

Конструкция резервуаров, ***_NAME_ = Наземный горизонтальный***

Объем одного резервуара данного типа, м³, ***VI = 73***

Количество резервуаров данного типа, ***NR = 2***

Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR = 1***

Категория веществ, ***_NAME_ = А, Б, В***

Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR = 0.1***

Значение Kртх(Прил.8), ***KPM = 0.1***

Коэффициент, ***KPSR = 0.1***

Коэффициент, ***KPMAX = 0.1***

Общий объем резервуаров, м³, ***V = 146***

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B = 100000***

Плотность смеси, т/м³, ***RO = 0.8***

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V) = 100000 / (0.8 · 146) = 856.2***

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 = 545***

, ***P = 545***

Коэффициент Kb(Прил.9), ***KB = 1.015***

Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP = 80***

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 80 + 45 = 93***

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 545 · 93 · (1.25 · 1.015 + 0.27) · 0.1 · 1.35 · 100000 / (10⁷ · 0.8) = 38.7***

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMax · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 545 · 93 · 1.25 · 0.1 · 1.015 · 1.5) / 10⁴ = 0.1572***

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 · 38.7 / 100 = 28.04***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1572 / 100 = 0.114***

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 · 38.7 / 100 = 10.37***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G = CI · G / 100 = 26.8 · 0.1572 / 100 = 0.0421***

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 · 38.7 / 100 = 0.1354***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G = CI · G / 100 = 0.35 · 0.1572 / 100 = 0.00055***

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 · 38.7 / 100 = 0.0851***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G = CI · G / 100 = 0.22 · 0.1572 / 100 = 0.000346***

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI = 0.11***

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***M = CI · M / 100 = 0.11 · 38.7 / 100 = 0.0426***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G = CI · G / 100 = 0.11 · 0.1572 / 100 = 0.000173***

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI = 0.06***

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***M = CI · M / 100 = 0.06 · 38.7 / 100 = 0.0232***

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***G = CI · G / 100 = 0.06 · 0.1572 / 100 = 0.0000943***

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000943	0.0232000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1140000	28.0400000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0421000	10.3700000
0602	Бензол (64)	0.0005500	0.1354000
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001730	0.0426000

0621	Метилбензол (349)	0.0003460	0.0851000
------	-------------------	-----------	-----------

Источник загрязнения N 6009, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 27.83 / 100 = 0.0022$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0022 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0694$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.7 / 100 = 0.001161$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001161 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0366$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 7.42 / 100 = 0.000586$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000586 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01848$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 9.3 / 100 = 0.000735$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000735 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0232$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 27.83 / 100 = 0.00001837$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.7 / 100 = 0.0000097$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000306$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 7.42 / 100 = 0.0000049$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000049 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001545$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000614$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000614 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001936$$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/з</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	12	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0402	Бутан (99)	0.0022000	0.0699790
0403	Гексан (135)	0.0007350	0.0233936
0405	Пентан (450)	0.0005860	0.0186345
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0011610	0.0369060

Источник загрязнения N 6010-6028, Резервуары 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 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -2**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.27**

KTMIN = 0.27

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 80**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.25**

KTMAX = 1.25

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 100**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 18**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 3**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1800**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 100000**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.8**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO * V) = 100000 / (0.8 * 1800) = 69.4**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.633**

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 = 80**

Молекулярная масса паров смеси, кг/моль, **MRS = 0.6 * TKIP + 45 = 0.6 * 80 + 45 = 93**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 * PS * MRS * (KTMAX * KB + KTMIN) * KPSR * KOB * B / (10^7 * RO) = 0.294 * 445 * 93 * (1.25 * 1 + 0.27) * 0.1 * 1.633 * 100000 / (10^7 * 0.8) = 37.75**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 * PS * MRS * KTMAX * KPMAX * KB * VCMAX) / 10^4 = (0.163 * 445 * 93 * 1.25 * 0.1 * 1 * 1.5) / 10^4 = 0.1265**

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 * 37.75 / 100 = 27.35**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI * G / 100 = 72.46 * 0.1265 / 100 = 0.0917**

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 37.75 / 100 = 10.12$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0339$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 37.75 / 100 = 0.132$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1265 / 100 = 0.000443$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 37.75 / 100 = 0.083$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0002783$ **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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 37.75 / 100 = 0.0415$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0001392$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 37.75 / 100 = 0.02265$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0000759$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000759	0.0226500
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0917000	27.3500000
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0339000	10.1200000
0602	Бензол (64)	0.0004430	0.1320000
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001392	0.0415000
0621	Метилбензол (349)	0.0002783	0.0830000

Источник загрязнения N 6029, Буферная емкость для пластовой водыПри эксплуатации скважин на территории площадки предусмотрена емкость для временного хранения пластовой воды V=73 м³Объем пластового флюида составит - 70 м³/сут.

Период хранения составит: 8760 час

Расчет выбросов при хранении пластового флюида выполнен в соответствии с методикой [1] по формуле:

$$\Pi_{\text{вал}} = F \cdot q \cdot K_{11} \quad \text{кг/час}$$

q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения,

принимается по таблице 5.9

q 0,02 кг/(час*m²)

K11 - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5

K11 0,15

F - площадь испарения

F 0,05 м²

Выбросы загрязняющих веществ от емкости для временного хранения

пластовой жидкости сведены в таблицу

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс
1	2	3	4
415	Углеводороды С1-С5	0,0000417	0,001314

Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и

нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014 г. №221-п

Источник загрязнения N 6030, Вертикальный сепаратор для нефти

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 63.39 / 100 = 0.00334$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00334 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1053$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 14.12 / 100 = 0.000744$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000744 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02346$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 3.82 / 100 = 0.0002013$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00635$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001397$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001397 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.004406$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001412 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00445$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

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., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 6 = 0.0001188$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001188 / 3.6 = 0.000033$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000209$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000209 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000659$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000466$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000147$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000126$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000126 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000397$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000875$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000276$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000884$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000884 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000279$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	6	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001412	0.0044779
0405	Пентан (450)	0.0001397	0.0044336
0410	Метан (727*)	0.0007440	0.0236070
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0002013	0.0063897
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0033400	0.1059590

Источник загрязнения N 6031-6032, 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, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 69.21$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 69.21$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 20$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение Кртг для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001566$

Коэффициент , $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMax = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 40$

Сумма $Ghri \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.001566$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMax \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMax \cdot 10^6 + GHR = (2.36 \cdot 69.21 + 3.15 \cdot 69.21) \cdot 0.1 \cdot 10^6 + 0.001566 = 0.001604$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001604 / 100 = 0.0016$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001604 / 100 = 0.00000449$

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	0.00000449
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0016000

Источник загрязнения N 6033-6036, Насос для налива нефти

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., $N1 = 4$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 4$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.02 \cdot 4 / 3.6 = 0.0222$

Валовый выброс, т/год, $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 4 \cdot 8760) / 1000 = 0.701$

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)	0.0222000	0.7010000

Источник загрязнения N 6037-6038, Мультифазный насос

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭСП, 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., $N1 = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 2$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.02 \cdot 2 / 3.6 = 0.0111$

Валовый выброс, т/год, $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 2 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$

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)	0.0111000	0.3504000

Источник загрязнения N 6039-6042, Нефтеналивной стояк АСН-100

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., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 16 = 0.00738$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00738 / 3.6 = 0.00205$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных CI-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 63.39 / 100 = 0.0013$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0013 \cdot 8760 = 0.013 \cdot 8760 = 0.041$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002895$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002895 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00913$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000783$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000543$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000543 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001712$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000549$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00173$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 12 = 0.0000691$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000691 / 3.6 = 0.0000192$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001217$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001217 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000384$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000271$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000855$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000733$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000733 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000231$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000509$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000509 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001605$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000515$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000515 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001624$

Сводная таблица расчетов:

Оборуд.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	16	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000549	0.00174624
0405	Пентан (450)	0.0000543	0.00172805
0410	Метан (727*)	0.0002895	0.0092155
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000783	0.0024931
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0013000	0.0413840

Источник загрязнения N 6043, Отстойник для воды ОГЖФ

При эксплуатации скважин на территории площадки предусмотрен отстойник для временного хранения пластовой воды V=73 м ³							
Объем пластового флюида составит - 70 м ³ /сут.							
Период хранения составит:	8760 час						
Расчет выбросов при хранении пластового флюида выполнен в соответствии с методикой [1] по формуле:							
$\Pi_{вал} = F * q * K_{11}$	кг/час						
q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения,							
принимается по таблице 5.9				q	0,02 кг/(час*m ²)		
K11 - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5				K11	0,15		
F - площадь испарения				F	0,05 м ²		
Выбросы загрязняющих веществ от емкости для временного хранения							
пластовой жидкости сведены в таблицу							
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс				
1	2	3	4				
415	Углеводороды C1-C5	0,0000417	0,001314				
<i>Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014 г. №221-н</i>							

Источник загрязнения N 6044, Насос для закачки пластовой воды

Вредные вещества выбрасываются через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	1	шт.
Время работы	8760	ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,0317098	
углеводород C ₁ -C ₅ , с _j	0,8571	доли/ед.
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _j	0,1097	доли/ед.
углеводород C ₁₂ -C ₁₉ , с _j	0,0323	доли/ед.
сернистый ангидрид, с _j	0,00045	доли/ед.
Фланцы, шт; п _j	10	шт.
ЗРА, шт; п _j	6	шт.

Расчеты:

$$Y_{\text{hy}} = \sum_{j=1}^I Y_{\text{hyj}} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{\text{hyj}} * n_j * x_{\text{hyj}} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y_{hy} – 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_{hyj} – 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_{hyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{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 _{hyj}	0,11	мг/с
утечки от ЗРА, g _{hyj}	3,61	мг/с
доля утечки ФС, x _{hyj}	0,05	
доля утечки ЗРА, x _{hyj}	0,07	
выбросы вредного вещества, Y _{hyC₁-C₅}	1,34668	мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{hyC₆-C₁₀}	0,17236	мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{hyC₁₂-C₁₉}	0,05075	мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{hyСера}	0,00071	мг/с
валовые выбросы, Y _{hyC₁-C₅}	0,00135	г/с
валовые выбросы, Y _{hyC₆-C₁₀}	0,000172	г/с
валовые выбросы, Y _{hyC₁₂-C₁₉}	0,000051	г/с
валовые выбросы, Y _{hyСера}	0,000001	г/с

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-н

Источник загрязнения N 6045, Сварочный пост

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**
Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

ПАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 500**

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **B_{MAX} = 1**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 16.31***
в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 10.69***
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 500 / 10^6 = 0.00535$
Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 1 / 3600 = 0.00297$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 0.92***
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 500 / 10^6 = 0.00046$
Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 1 / 3600 = 0.0002556$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 1.4***
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 500 / 10^6 = 0.0007$
Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 1 / 3600 = 0.000389$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/ (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 3.3***
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00165$
Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 1 / 3600 = 0.000917$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 0.75***
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 500 / 10^6 = 0.000375$
Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 1 / 3600 = 0.0002083$

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), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0006$
Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 1 / 3600 = 0.000333$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0000975$
Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 1 / 3600 = 0.0000542$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксис углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), ***GIS = 13.3***
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00665$
Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 1 / 3600 = 0.003694$

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)	0.0029700	0.0053500
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0002556	0.0004600

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0003330	0.0006000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000542	0.0000975
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0036940	0.0066500
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0002083	0.0003750
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0009170	0.0016500
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0003890	0.0007000

Источник загрязнения N 6046, Выкидные линии

Список литературы:

- Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
- Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
- 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., $N = 36$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 36 = 0.0166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0166 / 3.6 = 0.00461$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 63.39 / 100 = 0.00292$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00292 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.092$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 14.12 / 100 = 0.000651$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000651 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02053$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 3.82 / 100 = 0.000176$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000176 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00555$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00385$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001235$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003895$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	36	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001235	0.0038950

0405	Пентан (450)	0.0001222	0.0038500
0410	Метан (727*)	0.0006510	0.0205300
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0001760	0.0055500
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0029200	0.0920000

Источник загрязнения N 6047-6058, 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., $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 24 = 0.01107$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01107 / 3.6 = 0.003075$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 63.39 / 100 = 0.00195$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0615$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 14.12 / 100 = 0.000434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001175$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003705$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000815$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000815 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00257$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026$

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., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 12 = 0.466$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.466 / 3.6 = 0.1294$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 63.39 / 100 = 0.082$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.082 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 2.586$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 14.12 / 100 = 0.01827$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01827 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.576$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 3.82 / 100 = 0.00494$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00494 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1558$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 2.65 / 100 = 0.00343$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00343 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1082$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 2.68 / 100 = 0.00347$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00347 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1094$

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., $N = 48$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 48 = 0.0002765$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002765 / 3.6 = 0.0000768$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000487$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000487 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001536$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 14.12 / 100 = 0.00001084$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001084 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000342$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 3.82 / 100 = 0.000002934$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002934 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000925$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 2.65 / 100 = 0.000002035$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002035 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000642$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000206$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000206 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000065$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	48	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0034700	0.1120650
0405	Пентан (450)	0.0034300	0.1108342
0410	Метан (727*)	0.0182700	0.5900420
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0049400	0.1595975
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0820000	2.6490360

Источник загрязнения N 6059-6070, Резервуары для нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -2**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.27**

KTMIN = 0.27

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 80**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.25**

KTMAX = 1.25

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 = 12**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmah(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAH = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 900**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 100000**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.8**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 100000 / (0.8 · 900) = 138.9**

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 = 545**

, **P = 545**

Коэффициент Kb(Прил.9), **KB = 1.015**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 80**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 80 + 45 = 93**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 545 · 93 · (1.25 · 1.015 + 0.27) · 0.1 · 1.35 · 100000 / (10⁷ · 0.8) = 38.7**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAH · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 545 · 93 · 1.25 · 0.1 · 1.015 · 1.5) / 10⁴ = 0.1572**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 38.7 / 100 = 28.04**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1572 / 100 = 0.114**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 38.7 / 100 = 10.37**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.1572 / 100 = 0.0421**

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 · 38.7 / 100 = 0.1354**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.1572 / 100 = 0.00055**

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 · 38.7 / 100 = 0.0851**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.1572 / 100 = 0.000346**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, н- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 38.7 / 100 = 0.0426$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1572 / 100 = 0.000173$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 38.7 / 100 = 0.0232$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1572 / 100 = 0.0000943$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000943	0.0232000
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1140000	28.0400000
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0421000	10.3700000
0602	Бензол (64)	0.0005500	0.1354000
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001730	0.0426000
0621	Метилбензол (349)	0.0003460	0.0851000

Источник загрязнения N 6071, АГЗУ

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., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 14 = 0.00646$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00646 / 3.6 = 0.001794$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 63.39 / 100 = 0.001137$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001137 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03586$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002533$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002533 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00799$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000685$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000685 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00216$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000475$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000475 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001498$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000481$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000481 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001517$

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., $N = 28$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 28 = 0.0001613$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001613 / 3.6 = 0.0000448$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000284$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000896$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000633$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000633 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001996$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000171$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000171 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000539$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001187$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001187 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000012$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000012 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003784$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	14	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	28	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000481	0.00155484
0405	Пентан (450)	0.0000475	0.0015354
0410	Метан (727*)	0.0002533	0.0081896
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000685	0.0022139
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0011370	0.0367560

Источник загрязнения N 6072-6073, Дожимной мультифазный насос

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: 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., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 27.83 / 100 = 0.002933$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002933 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0925$$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 14.7 / 100 = 0.00155$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00155 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0489$$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 7.42 / 100 = 0.000782$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000782 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02466$$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 9.3 / 100 = 0.00098$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00098 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0309$$

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., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 27.83 / 100 = 0.0000245$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000245 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000773$$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 14.7 / 100 = 0.00001294$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001294 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000408$$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 7.42 / 100 = 0.00000653$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000653 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000206$$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000818$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000818 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000258$$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	16	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0029330	0.0932730
0403	Гексан (135)	0.0009800	0.0311580
0405	Пентан (450)	0.0007820	0.0248660
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0015500	0.0493080

Источник загрязнения N 6074, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (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., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 14 = 0.0664$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0664 / 3.6 = 0.01844$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 27.83 / 100 = 0.00513$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00513 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1618$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 14.7 / 100 = 0.00271$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0855$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 7.42 / 100 = 0.001368$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0431$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 9.3 / 100 = 0.001715$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001715 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0541$

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., $N = 42$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 42 = 0.000832$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000832 / 3.6 = 0.000231$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 27.83 / 100 = 0.0000643$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000643 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.002028$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 14.7 / 100 = 0.00003396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00107$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 7.42 / 100 = 0.00001714$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001714 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 9.3 / 100 = 0.0000215$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000215 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000678$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные	Утечки из легкой жидкости	14	8760

среды)			
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	42	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0402	Бутан (99)	0.0051300	0.1638280
0403	Гексан (135)	0.0017150	0.0547780
0405	Пентан (450)	0.0013680	0.0436400
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0027100	0.0865700

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с картой-схемами изолиний

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

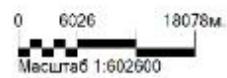


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.062 ПДК
- 0.100 ПДК
- 1.000 ПДК
- 3.381 ПДК



Макс концентрация 5.4709458 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/c
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчет на существующее положение.

12 10 19
10



Условные обозначения:

Территория предприятия

Санитарно-защитные зоны, группа N 01

Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

0.005 ПДК

0.050 ПДК

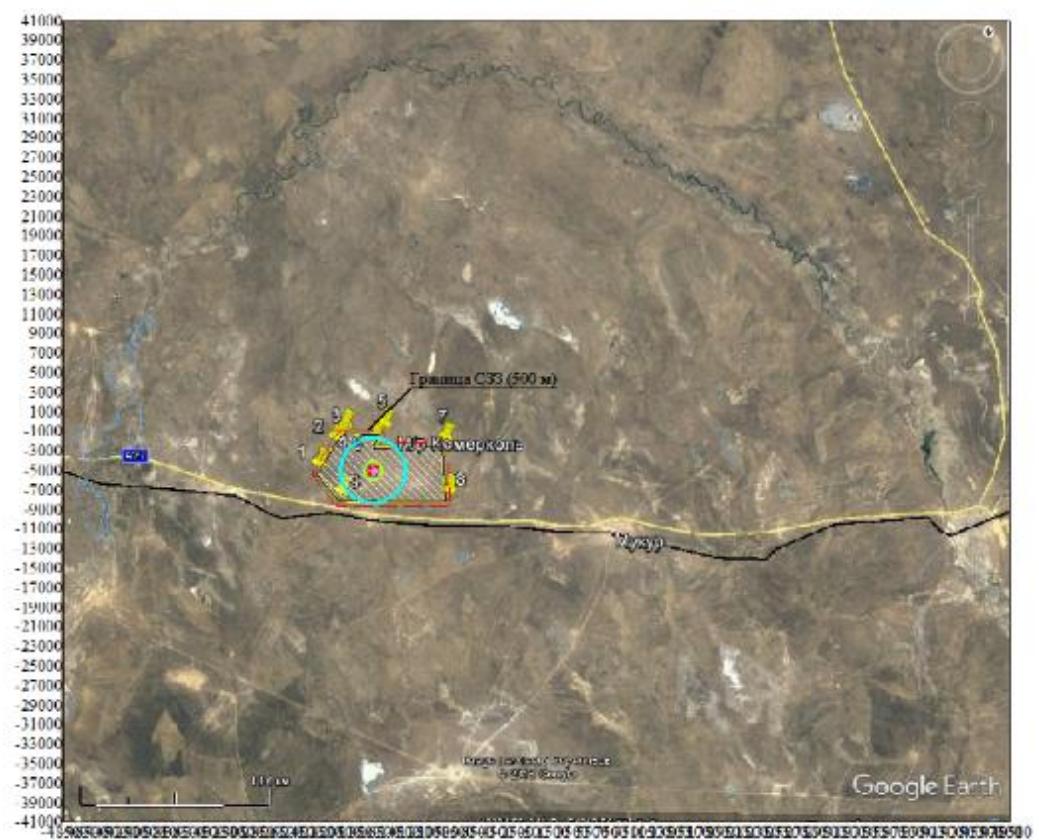
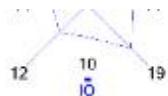
0.100 ПДК

0.275 ПДК

0 6026 18078 м

Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.4445144 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчет на существующее положение.

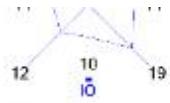


Условные обозначения:
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
0.004 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.401 ПДК

0 6026 18078 м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.5491205 ПДК достигается в точке x = -16500 у = -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165.
Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.007 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.429 ПДК

0 6026 18078м

Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.4771227 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165.
Расчет на существующее положение.

12 10 10 19



Условные обозначения:

Территория предприятия

Санитарно-защитные зоны, группа № 01

Расчетные прямоугольники, группа № 01

Изолинии в долях ПДК

-0.002 ПДК

-0.050 ПДК

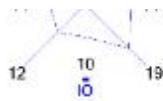
-0.100 ПДК

-0.128 ПДК

0 6026 18078 м.

Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.1860461 ПДК достигается в точке x= -16500 у= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195165
Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

Территория предприятия

Санитарно-защитные зоны, группа N 01

Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

0.001 ПДК

0.050 ПДК

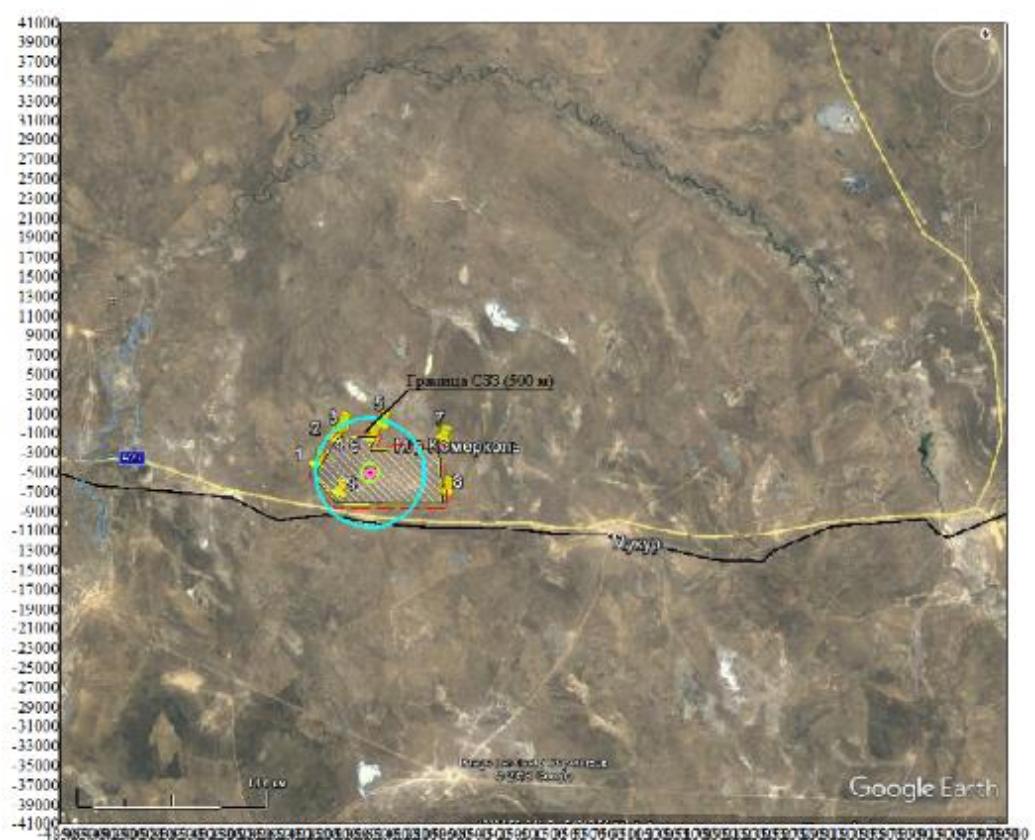
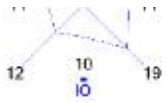
0.100 ПДК

0.144 ПДК

0 6026 18078м

Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.2037342 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При оптимальном направлении 281° и оптимальной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчетные прямоугольники, группа N 01

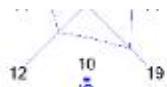
Изолинии в долях ПДК

- 0.003 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.171 ПДК

0 6026 18078м

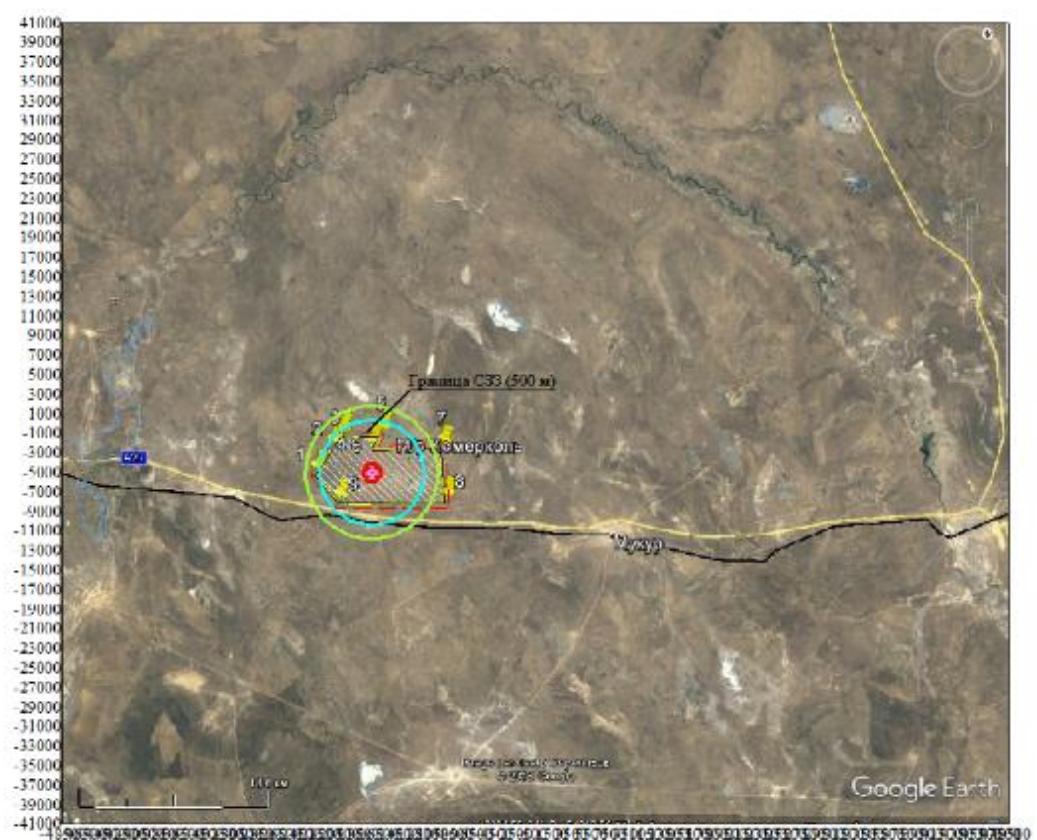
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.3194423 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165.
Расчет на существующее положение.



Макс концентрация 0.3856404 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчет на существующее положение.

12 10 19
10



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.069 ПДК
- 0.100 ПДК
- 1.000 ПДК
- 3.801 ПДК

0 6026 18078м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 5.9480681 ПДК достигается в точке x= -16500 y= -5000
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчет на существующее положение.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

04.05.2023

1. Город – Атырауская область
2. Адрес – **Казахстан, Атырауская область, в Кзылкогинском районе**
3. Организация, запрашивающая фон –
4. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Кемерколь**
5. Разрабатываемый проект – Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь
6. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешенные частицы PM2.5, Взвешенные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Атырауская область, Кзылкогинский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01.08.2008 года

01245Р

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Ипжипиринг"

050051, Республика Казахстан, г.Алматы, Медеуский район, УЛИЦА ЛУГАНСКОГО, дом № 541, коттедж 9., БИН: 060340007305

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель

(уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

Срок действия лицензии

Место выдачи

г.Астана



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01245Р

Дата выдачи лицензии 01.08.2008 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг"

050051, Республика Казахстан, г.Алматы, Медеуский район, УЛИЦА ЛУГАНСКОГО, дом № 54Г, коттедж 9., БИН: 060340007305

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранных юридических лиц), 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))

