CASPIAN ENERGY
RESEARCH
OIL AND GAS GEOLOGY AND
ENGINEERING

УТВЕРЖДАЮ:
Директор
ТОО «KhamAd partners»
_____Кунарбаев Х.Б.
«___» _____2024 год

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

к "ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БИИКЖАЛ"

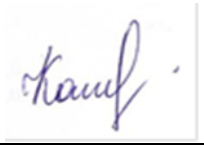
(по состоянию изученности на 01.07.2024г.)

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» Джамикешов А.М.

г.Атырау, 2024 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственные исполнители:

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

СОДЕРЖАНИЕ

№	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 …….....	13
1.2.1.	Климатические условия региона ……	13
1.2.2.	Гидрографическая сеть……....	13
1.2.3.	Растительный и животный мир…….	14
1.2.4.	Современное состояние почвенного покрова и почвы……	15
1.2.5	Характеристика геологического строения…….. ……	16
1.2.5.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения……	16
1.2.5.2.	Тектоника…….	21
1.2.5.3.	Нефтегазоносность……	26
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям …….	29
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……	29
1.3.2.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, непревышающих выгоды от него…	30
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности…….	30
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…….	31
1.5.1.	Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований …	31
1.5.2.	Система расположения поисковых скважин……..	34
1.5.3.	Геологические условия проводки скважин ……	34
1.5.4.	Характеристика промывочной жидкости ……..	35
1.5.5.	Обоснование типовой конструкции скважин……..	36
1.5.6.	Оборудование устья скважин……..	37
1.5.7.	Отбор керна и шлама в проектных скважинах ……..	38
1.5.8.	Опробование, испытание и исследование скважин……	39
1.5.9.	Попутные поиски……	41
1.5.10.	Технические решения по ликвидации скважины…….	41
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……..	42
1.7.	Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способових выполнения,еслиэтиработы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности……	43
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	43
1.8.1.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу…….	43
1.8.2.	Оценкавоздействиянаокружающую среду……	46
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	62
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов……	62
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов……. ……..	65
1.9.3.	Процедура управления отходами……. ……	68
1.9.4.	Программа управления отходами……	69
1.9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов……..	71
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**……	73
3.	**ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА**	78

	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……	
4.	**К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**…….	79
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)……	79
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели……	79
4.3.	Различная последовательность работ……	79
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели……	79
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)…… ……..	79
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)…… ……..	79
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)…… ……..	79
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду……	79
5.	**ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ**……	80
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществлении……	80
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……	80
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности……	80
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту…	81
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту……	81
6.	**ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**……	82
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности……	83
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)…… ….	83
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)…… ……..	83
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)……..	84
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)…….	84
6.6.	Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем…….	85
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты……..	86
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**……..……	87
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения……	87
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)…… ……..	88
8.	**ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ**…….……	89
9	**ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ**…….	90
10.	**ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ** …	91

11	**ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙИ ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ Н АОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ,СВЯЗАННЫХСРИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ** ……	90
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности……	92
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него……..	92
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него……	93
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления……..	93
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий……	94
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности…….	95
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека……..	96
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями……	96
11.9.	Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий……	98
11.10.	План действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствии загрязнения окружающей среды (загрязнении земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов)……	100
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**)…… ……	102
13.	**МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА** …	110
14.	**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙТСВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ**……	112
15.	**ЦЕЛИ,МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТ О ВО ПОСЛЕ ПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ**……	114
16.	**СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**……..	116
17.	**ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**…….	117
18.	**ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ** …….	118
19.	**ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ**……	120
КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ……..		121
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ…….		126

ПРИЛОЖЕНИЯ

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

ВВЕДЕНИЕ

Под экологической оценкой согласно статье 48 Экологического кодекса Республики Казахстан от 02 января 2021 года №400-VI понимается процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду.

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

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

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

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

Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатом которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду Номер: KZ62VWF00232327 Дата: 18.10.2024 год выданное ГУ «Департаментом экологии по Атырауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Согласно заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду является объязательным.

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, добыча углеводородов относится к объектам I категории.

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту разработки месторождения Биикжал (по по состоянию на 01.07.2024г.)» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

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

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

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

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

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий согласно проекта разработки; проведена предварительная оценка воздействия объекта на атмосферный воздух; выполнены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников

загрязнения; обоснование санитарно- защитной зоны объекта, расчет рассеивания приземных концентраций, приводятся данные по водопотреблению и водоотведению; предварительные нормативы по отходам, образующиеся в период проведения работ; произведена предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвы, растительный и животный мир; описаны социальные аспекты воздействия при проведении работ.

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

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

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

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект разработки месторождения Биикжал по состоянию на 01.07.2024г.»;
- Фондовые материалы и литературные источники.

Инициатор намечаемой деятельности: **ТОО "KhamAd partners",**
индекс 060000, Республика Казахстан, Атырауская область,
Атырау Г.А., г.Атырау,
улица Бақтыгерей Құлманов, строение № 111,
БИН 170140003853,
тел.: 87026214666,
e-mail: Kunarbayev.khamit@gmail.com

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»
РК, г. Атырау, ул. Хакимова, 4
тел.: 8 (7122) 32 09 60; 87019575175
e-mail: Atyrau@cer.kz
БИН 020840001081
Генеральный директор Джамикешов А.М.

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Месторождение Биикжал расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, в административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан, центром которого является город Кульсары, находящийся в 65 км к северо-западу.

Областной центр Атырау находится на расстоянии 290 км на северо-запад. Ближайшим населенным пунктом является – районный центр г. Кульсары (более 50 км), пос. Майкомген (44 км) и пос. Аккиизтогай (38 км).

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Мунайлы, Кульсары, которые находятся в разработке более 50 лет.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, с областным центром по автодороге с твердым покрытием. В 65 км проходит железная дорога Атырау - Мангышлак с узловой станцией в г.Кульсары, западнее месторождения проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия-Центр» и нефтепровод «Мангышлак-Самара».

В орографическом отношении район площади представляет собой всхолмленную равнину полупустынного типа с абсолютными отметками рельефа от минус –5 м до +25 м и характеризуется широким развитием непроходимых соровых участков.

Гидрографическая сеть развита слабо. Постоянные природные водотоки и водоемы на территории отсутствуют. Естественные выходы воды и колодцы с пресной водой отсутствуют. Вода для питьевых нужд завозится автоцистернами из г.Кульсары, в котором расположен центральный водозабор пресной воды из водовода Кигач-Мангышлак. Для технических целей возможно использование подземных вод четвертичных отложений и альб-сеноманского горизонта нижнего мела.

Климат резко континентальный. Зима суровая, малоснежная, морозы достигают в январе-феврале минус 35-40^{0}С. Лето засушливое, жаркое, дуют частые ветры, максимальная температура воздуха в июне-июле достигает 40^{0}С. Годовое количество осадков обычно не превышает 200 мм, т.е. малое количеством осадков. Ветры преимущественно восточного и юго-восточного направления.

Район относится к зоне пустынных степей. Растительный мир представлен исключительно травами, в основном, черной полынью, верблюжьей колючкой, биюргуном и лишь на склонах больших оврагов, берегах такыров встречается мелкий кустарник.

Животный мир района не богат. Из крупных животных встречаются: волки, лисы, сайга, которые периодически приходят сюда на лето из южных районов. Из грызунов водятся мыши, суслики, тушканчики. Из пернатых встречаются орлы, утки, куропатки, дрофы. Из пресмыкающих встречаются ужи, фаланги, скорпионы и реже каракурты.

Электроэнергией район обеспечивается Кульсаринским районным управлением электрических сетей и Атырауским областным управлением.

Лабораторные, научно-исследовательские и геофизические базы находятся в г. Атырау и его окрестностях.

Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат и картограмма расположения месторождения Биикжал представлены на рисунке 2.

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

Карта-схема расположения месторождения с указанием ближайших водного объекта представлен на рисунке 4.



Рисунок 1.Обзорная карта района работ

РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

УЧАСТОК НЕДР
(ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД)

Предоставлен **Товариществу с ограниченной ответственностью «KhamAd Partners»** для осуществления операций по недропользованию на месторождении **Биикжал** на основании Протокола № 203087 от 23 апреля 2021 года о результатах аукциона по предоставлению права недропользования по углеводородам, решением комиссии Министерства энергетики Республики Казакстан по проведению конкурса на получение права недропользования.

Участок недр расположен в Атырауской области.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с **№ 1 по № 4**.

Угловые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин.	сек.	гр.	мин.	сек.
1	54	46	00	46	48	14
2	54	43	00	46	48	14
3	54	43	00	46	50	00
4	54	46	00	46	50	00

Площадь участка недр – 12,49 (двенадцать целых сорок девять сотых) **кв. км.**

Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Заместитель председателя **М. Тналиев**

г. Нур-Султан,
май, 2021 г.

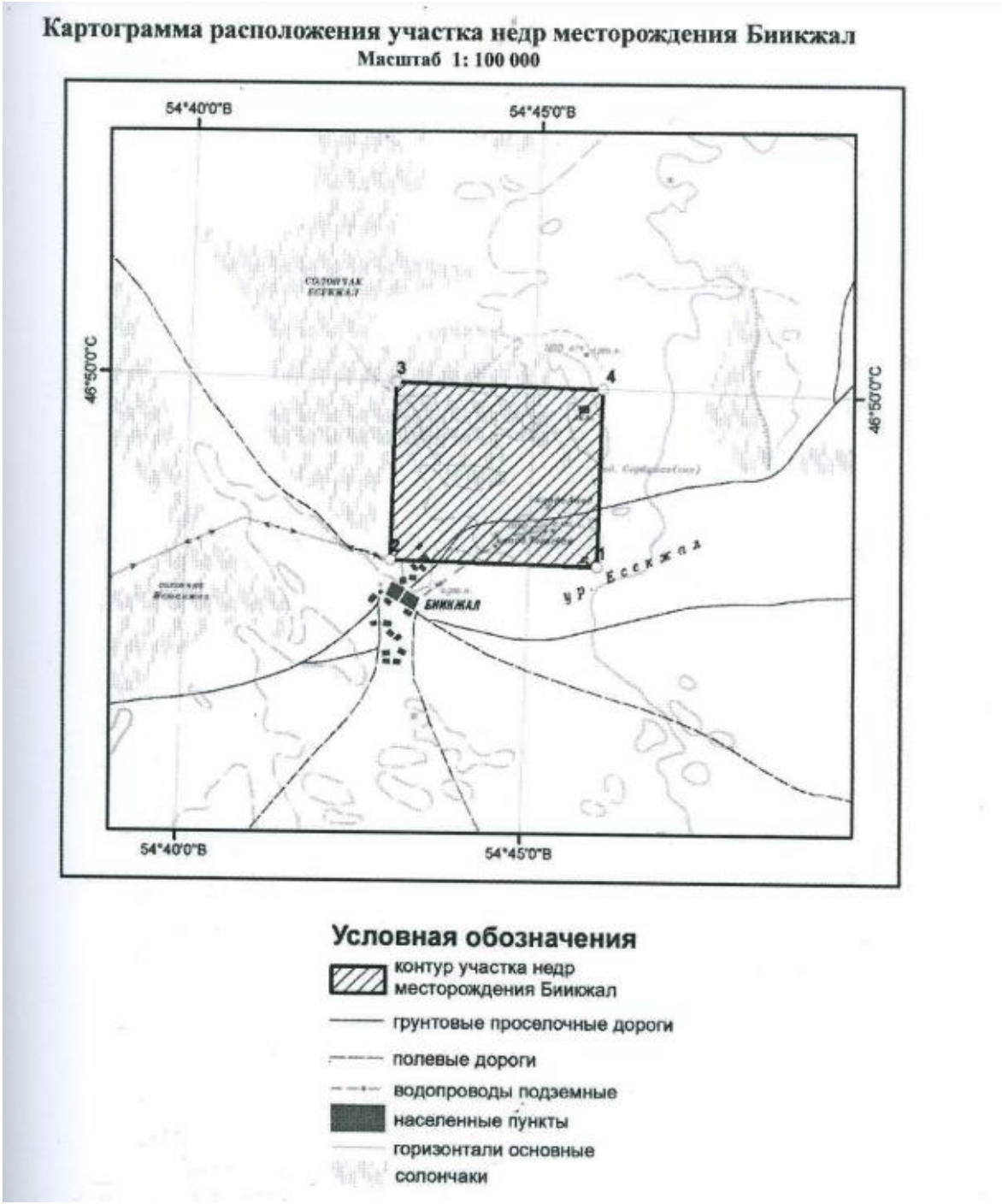


Рисунок 2. Основные параметры участка недр (геологический отвод) с указанием координат и картограмма расположения участка недр месторождения Биикжал

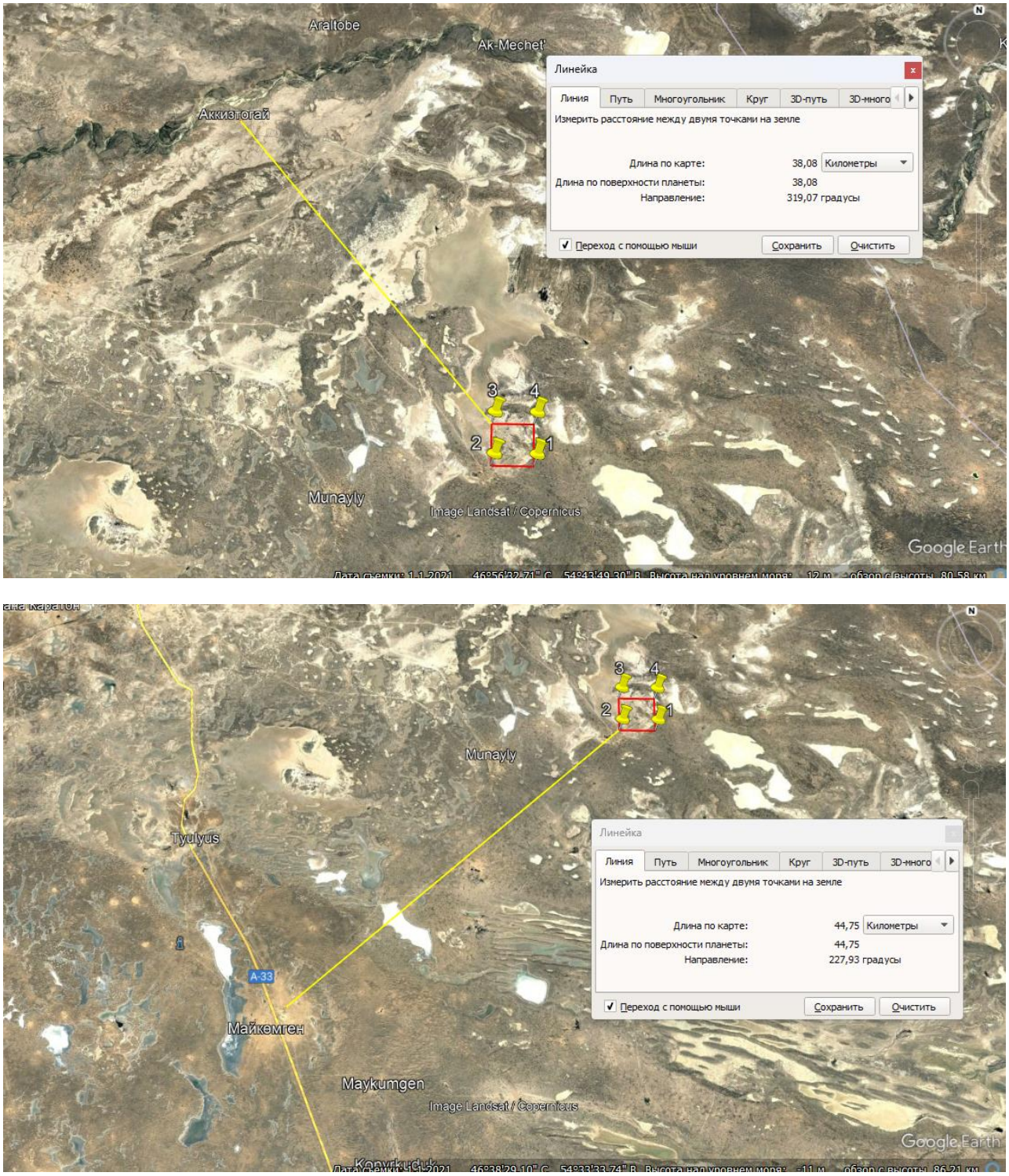


Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием ближайших селитебных зон

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

1.2.1. Климатические условия региона

Климат района на рассматриваемой территории резко континентальный, характеризующийся большими суточными и годовыми колебаниями температуры, короткая малоснежная, довольно холодная зима и жаркое продолжительное лето.

Климат района формируется под преобладающим влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих масс

формируется резко континентальный, крайне засушливый тип климата. Район относится к IV Г климатическому подрайону.

Для климата, в целом, по данным МС Кульсары, характерны отрицательные температуры зимы и высокие положительные температуры лета.

Самым холодным месяцем является январь, средняя месячная температура которого составляет -6,9°С. Самый жаркий месяц - июль, средняя месячная температура плюс 27,6°С.

Продолжительность теплого времени с положительными среднемесячными температурами воздуха равна 9 месяцам - с марта по ноябрь. В связи с тем, что на территорию проникают в основном сухие континентальные воздушные массы, а влажные (западные) на своем длительном пути доходят сюда почти обезвоженными, а также отсутствием условий для образования более обильного внутреннего влагооборота, эта территория относится к довольно засушливым областям.

Годовое количество осадков составляет 180 мм. Большая часть осадков выпадает в виде дождя.

Наибольшая относительная влажность наблюдается в зимнее время (декабрь), когда ее средняя месячная величина достигает 81%.

Наименьшая относительная влажность приходится на август - 32%.

Метеорологическая информация за 2023г. по данным МС Кульсары Жылойского района Атырауской области

1.Средняя температура воздуха °С.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,8	-5,3	8,0	15,9	22,3	26,4	29,0	27,5	18,7	10,7	6,1	-2,2	12,5

2. Влажность воздуха в %.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
65	80	58	41	35	28	36	30	49	67	75	74	53

3. Атмосферное давление в мм рт.ст.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
776	767	764	762	762	759	758	759	765	765	763	768	764

4. Средняя температура почвы °С

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
-7	-6	8	18	25	32	34	33	21	11	6	-3	14

5.	**Число случаев гололедно - изморезевых явлений**	**4**
6.	**Среднегодовая высота снежного покрова см**	**5**
7.	**Измерение радиационного фона, мкЗв/час**	**0,11**

8. Количество осадков мм, по месяцам и за год.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
7,4	35,2	0,7	12,7	6,3	1,7	33,3	4,0	23,6	39,1	18,4	20,1	202,5

9. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
4,6	3,6	3,4	4,6	4,6	3,1	3,0	2,2	1,1	2,5	4,9	5,5	3,6

10. Проведение снегосъемок.

№	Станция	Маршрут	Число снегосъемок	Высота снега				Максим. запас воды,мм	
				Макс.из средних	Дата	Абс.макс	Дата	В снеге	Дата
1	Кульсары	Поле	2	6	10 2	19	10 2	22	10 2

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

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

Капли тумана поглощают примесь, причем не только в близи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. 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 в1,5 раза больше.

Ветры оказывают существенное влияние на переноси 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 фото химические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие отисточниковвыбросов. Инверсия за трудняет вертикальный воздухообмен. Если слой при поднятой инверсии располагается непосредственно над источником выбросов (трубой), то в приземном слое атмосферы создаются опасные условия загрязнения, так как инверсионный слой ограничивает подъем выбросов и способствует их накоплению в приземном слое. Если слой приподнятой инверсии расположен на достаточно большой высоте от труб промышленных предприятий, то концентрация примесей будет существенно меньше. Слой инверсии, расположенный ниже уровня выбросов, препятствует переносу их к земной поверхности. Как видно из таблицы, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36%(февраль) до 42%(сентябрь). Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами источников загрязнения, зависит от объемов и условий выбросов вредных веществ в атмосферу, природноклиматических условий и особенностей циркуляции атмосферы региона. Климатическиеусловия в рамках настоящего проекта НДВ приняты по данным ближайших метеостанции Кульсары Жылыойского района согласно письма Филиала РГП «Казгидромет» по Атырауской области.

Таблица 1.2-1

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

Наименованиехарктеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	37.7
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-16.6
Среднегодовая роза ветров, %	
С	9
СВ	3
В	13
ЮВ	26
Ю	8
ЮЗ	4
З	17
СЗ	20
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.0
Максимальная скорость ветра, м/сек	23
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9.0

11. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	3	13	26	8	4	17	20	28

12. Роза ветров.

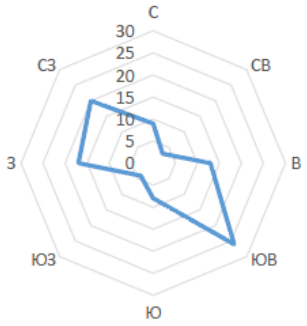


Рисунок 4 - Роза ветров

1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна

Согласно отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Биикжал ТОО «KhamAdpartners» за 2 квартал 2024 года, мониторинг состояния атмосферного воздуха осуществлялся специалистами ТОО «ЭкоНорматив».

Мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферный воздух:

- наблюдения за состоянием эмиссий ЗВ атмосферного воздуха;
- инструментальные замеры выбросов ЗВ в атмосферный воздух;
- изучение степени влияния производственной деятельности на атмосферный воздух.

Отчёт выполнен на основании действующих в Республике Казахстан руководящих и нормативных документов в области охраны окружающей среды, норм предельно-допустимых концентрации (ПДК) и ориентировочно-безопасных уровней воздействия (ОБУВ).

Результаты измерения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе за II квартал 2024 года на границе СЗЗ по точкам отбора проб и их сравнение со значениями предельно-допустимых концентрации ПДКм.р. представлены в таблице 1.2.2-1.

№ п/п	Наименование точек отбора проб	Определяемые показатели	Ед. изм.	Фактическое значение	ПДКатм м/р	НД на метод испытаний
1		Атмосферное давление	гПа	1021		ГОСТ 17.2.3.01-86 Руководство по эксплуатации комбинированного измерителя «Testo-635»
2		Температура воздуха	^0C	34		
3		Влажность воздуха	%	57		
4		Скорость воздушного потока	м/с	2		
5	Юго-Западная часть СЗЗ	Оксид углерода (CO)	мг/м^3	1,187	5	СТ РК 2.302-2021
6		Оксид азота (NO)	мг/м^3	0,0138	0,4	СТ РК 2.302-2021
7		Диоксид азота (NO_2)	мг/м^3	0,0127	0,2	СТ РК 2.302-2021
8		Диоксид серы (SO_2)	мг/м^3	0,0132	0,5	СТ РК 2.302-2021
9		Сажа (углерод)	мг/м^3	0,0068	0,15	МВИ-4215-006-56591409-2009
10		Сероводород	мг/м^3	0,0011	0,008	СТ РК 2.302-2021
11		Углеводороды нефти C_{12}-C_{19}	мг/м^3	0,117	1	МВИ-4215-007-565914009-2009
12	Западная часть СЗЗ	Оксид углерода (CO)	мг/м^3	1,186	5	СТ РК 2.302-2021
13		Оксид азота (NO)	мг/м^3	0,0137	0,4	СТ РК 2.302-2021
14		Диоксид азота (NO_2)	мг/м^3	0,0125	0,2	СТ РК 2.302-2021
15		Диоксид серы (SO_2)	мг/м^3	0,0131	0,5	СТ РК 2.302-2021
16		Сажа (углерод)	мг/м^3	0,0066	0,15	МВИ-4215-006-56591409-2009
17		Сероводород	мг/м^3	0,0011	0,008	СТ РК 2.302-2021
18		Углеводороды нефти C_{12}-C_{19}	мг/м^3	0,115	1	МВИ-4215-007-565914009-2009
19	Северо-Западная часть СЗЗ	Оксид углерода (CO)	мг/м^3	1,185	5	СТ РК 2.302-2021
20		Оксид азота (NO)	мг/м^3	0,0136	0,4	СТ РК 2.302-2021
21		Диоксид азота (NO_2)	мг/м^3	0,0125	0,2	СТ РК 2.302-2021
22		Диоксид серы (SO_2)	мг/м^3	0,0132	0,5	СТ РК 2.302-2021
23		Сажа (углерод)	мг/м^3	0,0064	0,15	МВИ-4215-006-56591409-2009
24		Сероводород	мг/м^3	0,0011	0,008	СТ РК 2.302-2021
25		Углеводороды нефти C_{12}-C_{19}	мг/м^3	0,114	1	МВИ-4215-007-565914009-2009
26	Восточная часть СЗЗ	Оксид углерода (CO)	мг/м^3	1,181	5	СТ РК 2.302-2021
27		Оксид азота (NO)	мг/м^3	0,0131	0,4	СТ РК 2.302-2021
28		Диоксид азота (NO_2)	мг/м^3	0,0122	0,2	СТ РК 2.302-2021
29		Диоксид серы (SO_2)	мг/м^3	0,0127	0,5	СТ РК 2.302-2021
30		Сажа (углерод)	мг/м^3	0,0061	0,15	МВИ-4215-006-56591409-2009
31		Сероводород	мг/м^3	0,0010	0,008	СТ РК 2.302-2021
32		Углеводороды нефти C_{12}-C_{19}	мг/м^3	0,110	1	МВИ-4215-007-565914009-2009

Гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных

пунктах, на территориях промышленных организаций» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

1.2.3. Поверхностные и подземные воды

Поверхностные воды

Гидрографическая сеть развита слабо. Постоянные природные водотоки и водоемы на территории отсутствуют. Естественные выходы воды и колодцы с пресной водой отсутствуют.

Гидрографическая сеть на рассматриваемой территории развита очень слабо. Постоянные природные водотоки и водоемы на территории исследований отсутствуют. Для бурения используются альб-сеноманские воды.

Озеро Камысколь расположен 63 км от проектируемого участка.

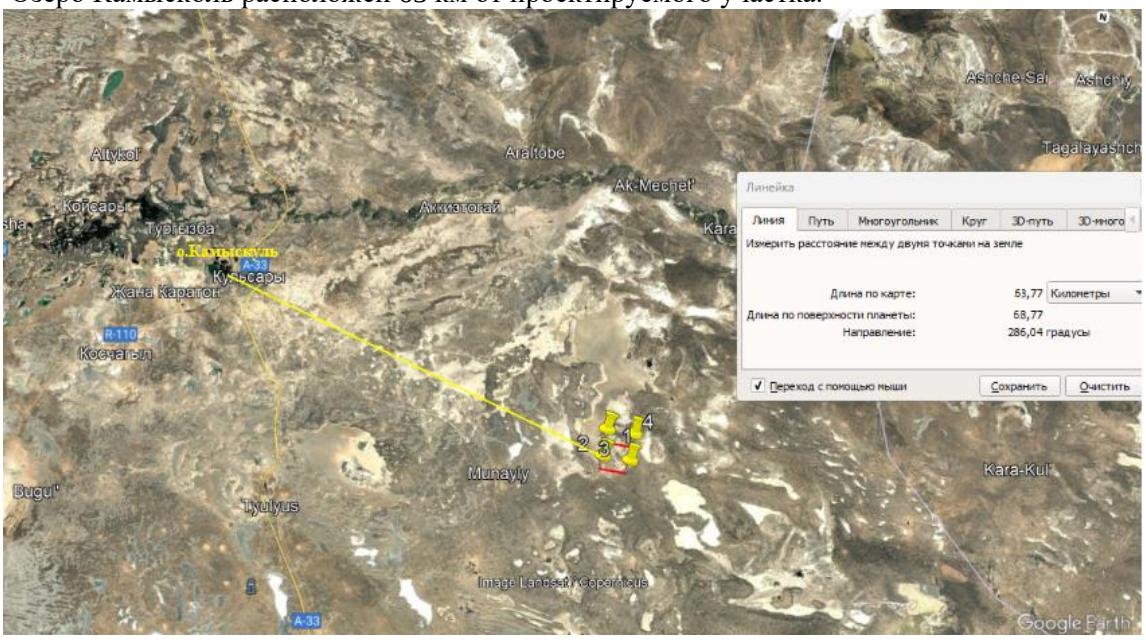


Рисунок 4. Карта-схема расположения месторождения с указанием расстоянии до озера Камысколь

Озеро Камысколь расположено в юго-восточной части Атырауской области в Жылыойском районе. Берущая свои истоки в Мугоджарах река Уил вливается в реку Жем, которая питает своей живительной влагой весь Жылыойский район. Через каналы Бахашы и Курсай из реки Жем и образуется озеро Камысколь. Озеро Камысколь протянулось с юго-востока на северо-запад. Длина озера 3 километр 200 метров, наибольшая ширина 1 километр 300 метров. Озеро находится в западной части поселка Кульсары, на южной части озера, на небольшом отдалении расположена часть поселка Кульсары.

Река Эмба расположена в 36 км от проектируемого участка.

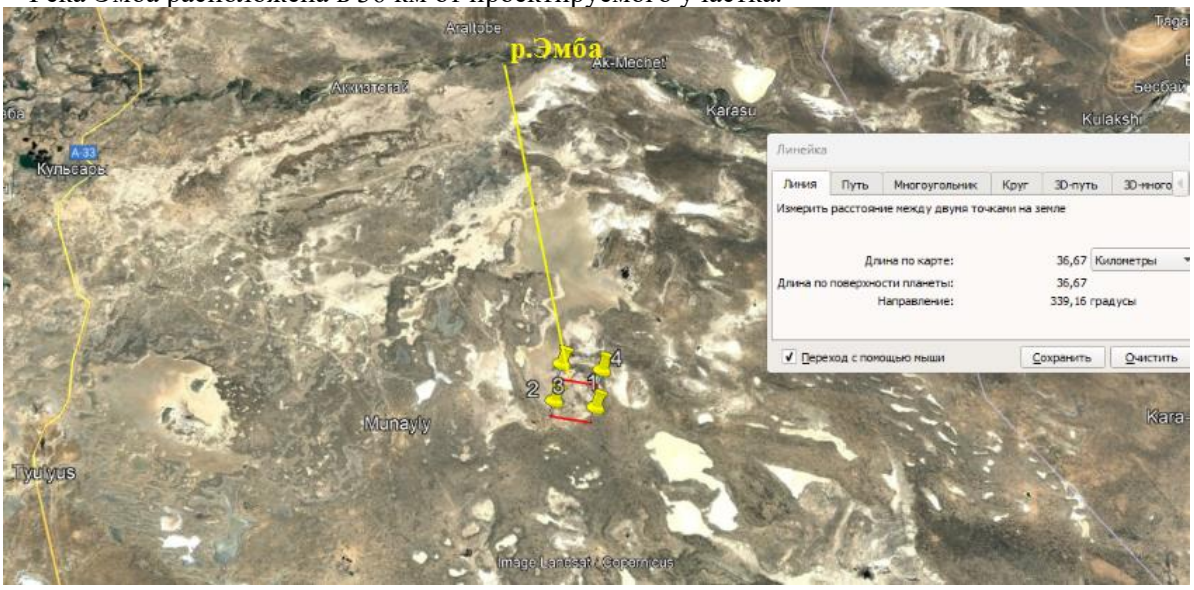


Рисунок 5. Карта-схема расположения месторождения с указанием расстоянии до реки Эмба

Э́мба (каз. Жем) — река в Актюбинской и Атырауской областях Казахстана.

В среднем и нижнем течении Эмбы осуществляется добыча нефти и газа (Северо-Эмбинская нефтегазоносная область, Южно-Эмбинская нефтегазоносная область, Восточно-Эмбинская нефтегазоносная область). Считается, что по реке проходит условная граница между Европой и Азией (есть и другие трактовки).

Длина — 712 км (в половодье), площадь водосборного бассейна — 40 400 км². Истоки на западных склонах Мугоджар, течёт по Подуральскому плато и Прикаспийской низменности. Теряется среди солёных приморских болот (соров), в полноводные годы доходит до Каспийского моря[1]. Питание преимущественно снеговое. Основной сток в апреле — мае, в остальное время года часто пересыхает, разбиваясь на отдельные плёсы. Вода сильно минерализована: в верховье от 150—200 мг/л весной до 800 мг/л летом; в нижнем течении 1500—2000 мг/л весной и 3000—5000 мг/л летом. Главные притоки, течение которых также сезонно: Темир (правый) и Атсаксы (левый). В междуречье Урала и Эмбы находится Урало-Эмбинский артезианский бассейн.

Бассейн Эмбы расположен в области степей и полупустынь. В своей верхней части он представляет рассечённое эрозией меловое плато, в нижней — река протекает в Прикаспийской низменности, имеющей едва заметный уклон к морю. Примерно в 20 км от моря река образует дельту с тремя главными рукавами: Кара-Узяк, Киян и Кулок. Эмба крайне бедна водой. Питание её происходит почти исключительно за счет таяния снега. Весной она многоводна, а летом представляет ряд разобщённых плесовых участков со стоячей водой. Воды Эмбы в весеннее время содержат большое количество наносов. После дождей река несет мутную, грязновато-молочного цвета воду[2].

Мониторинг качества поверхностных вод

Наблюдения за качеством поверхностных вод по Атырауской области проводились на 20 створах на 5 водных объектах (реки Жайык, Кигаш, проток Шаронова, протоки Перетаска и Яик). При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 43 гидрохимических показателей качества: визуальные наблюдения, температура, взвешенные вещества, прозрачность, цветность, водородный показатель (pH), растворенный кислород, БПК5, ХПК, сухой остаток, главные ионы солевого состава, биогенные элементы, органические вещества (нефтепродукты, фенолы), тяжелые металлы, пестициды. Мониторинг за состоянием качества поверхностных и морских вод по гидробиологическим показателям на территории Атырауской области за отчетный период проводился на 3 водных объектах (рек Жайык, Кигаш и в протоке Шаронова) на 5 створах. Было проанализировано 15 проб на определение острой токсичности исследуемой воды на тестируемый объект. Результаты мониторинга качества поверхностных по гидрохимическим показателям вод на территории Атырауской области представлены в таблице 1.2-4.

Таблица 1.2-4

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	ед. изм.	концентрация
	1-е полугодие 2023 г.	1-е полугодие 2024г.			
р. Жайык	4 класс	>3 класс	Фенолы	мг/дм³	0,0011
пр.Перетаска	4 класс	>3 класс	Фенолы	мг/дм³	0,0011
пр.Яик	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм³	33,04
р.Кигаш	не нормируется (>5 класс)	>3 класс	Фенолы	мг/дм³	0,0013
пр.Шаронова	4 класс	3 класс	Магний	мг/дм³	28,0
р.Эмба	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм³	30,4

Как видно из таблицы в сравнении с 1-м полугодием 2023 года качество поверхностных вод р.Жайык, протока Перетаска с 4 класса перешло в выше 3 класса, проток Шаронова с 4 класса перешло в 3 класс, река Кигаш с выше 5 класса перешло в выше 3 класса - улучшилось.

Качество поверхностных вод реки Эмба и протока Яик существенно не изменилось.

Основными загрязняющими веществами в водных объектах по Атырауской области является магний и фенолы.

Случаи высокого загрязнения (ВЗ) и экстремально высокого загрязнения (ЭВЗ)

За 1-е полугодие 2024 года на территории Атырауской области ВЗ и ЭВЗ не обнаружены.

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

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

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

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

Подземные воды

Рассматриваемая территория располагается в краевой зоне артезианского бассейна. В его разрезе выделяются несколько крупных гидрогеологических комплексов, практически совпадающих по стратиграфическому объему с изученными и предполагаемыми нефтегазоносными комплексами. Для большинства из них характерен элизионный режим. Лишь для верхних комплексов (неогена, палеогена и позднего мела) свойственен фильтрационный режим движения вод.

В гидрогеологическом отношении степень изученности химизма и напоров вод уменьшается по мере перехода от неглубокозалегающих к более погруженным водоносным горизонтам.

Наименее изучена гидрогеологическая обстановка в триасовых водоносных комплексах, которые вскрыты единичными скважинами.

Пластовые воды терригенных пород нижнего триаса представлены рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией 160-170 г/л.

В среднем триасе могут быть встречены пластовые воды как хлоркальциевого, так и гидрокарбонатного типа. Этот тип вод характерен для карбонатных коллекторов. Как правило, это минерализованные воды (до 45г/л) плотностью от 1,012 до 1,025 г/см3.

Верхнетриасовый комплекс совместно с юрским составляет единый гидрогеологический водоносный этаж. Пластовые воды этих отложений так же относятся хлоркальциевому типу. Они представляют собой крепкие рассолы с минерализацией свыше 100 г/л и плотностью 1,1 г/см3.

Пластовые воды юрского гидрогеологического этажа также являются крепкими рассолами хлоркальциевого типа с минерализацией, достигающей 200г/л (в среднем 140-160г/л) и плотностью 1,09-1,1 г/см3.

Химический состав вод с глубиной меняется незначительно, характеризуется преимущественным содержанием хлоридов (до 99% от общей минерализации).

В целом по составу вод и особенностям гидродинамического режима гидрогеологическая обстановка в нефтегазосодержащих резервуарах является благоприятной для формирования залежей углеводородов и сохранения их от разрушения.

1.2.4. Растительный и животный мир

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

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

Растительный мир представлен исключительно травами, в основном, черной полынью, верблюжьей колючкой, биюргуном и лишь на склонах больших оврагов, берегах такыров встречается мелкий кустарник.

Растительность в регионе расположения намечаемой деятельности развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почв. Все это определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь северного полушария. На бурых почвах различного механического состава и степени засолонения, а также на солонцах пустынно-степных формируются белоземельно полынные пастбища.

Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополынно - солянковыми, кокпеково - чернополынными, еркеково – серополынно - мятликовыми пастбищами.

Группа белоземельно полынных пастбищ представлена белоземельнополынным, белоземельнополынно-злаковым, белоземельнополынно-солянковым типами. Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновые злаки (тырса, ковылок,

тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистая, эхинопсилон). Растительность весьма бедная, характерно полное отсутствие ее древесных форм.

Незначительное распространение получили биюргуновые, лерхианово-полынные, еркековые пастбища. Формируются по понижениям, пологосклоновым буграм. Субдоминирует костер кровельный, кияк, шагыр. Учитывая, что площадь, занимаемая рассматриваемым объектом небольшая, на данном участке могут наблюдаться лишь представители синантропной фауны и случайно попавшие животные, характеристика животного мира приводится по прилегающим к району территориям. Следует учитывать, что из-за небольшой площади рассматриваемой территории приведенный видовой состав животных может отклоняться от фактического и периодически изменяться. Местообитания представляют собой солончаковую пустыню с сильно разреженной растительностью и обширными сорами

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

В рамках настоящего проекта вырубка и переносзеленых насаждений не предполагаются.

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

Животный мир района не богат. Из крупных животных встречаются: волки, лисы, сайга, которые периодически приходят сюда на лето из южных районов. Из грызунов водятся мыши, суслики, тушканчики. Из пернатых встречаются орлы, утки, куропатки, дрофы. Из пресмыкающих встречаются ужи, фаланги, скорпионы и реже каракурты

Преобладающее положение млекопитающихся занимают мелкие грызуны (фоновые виды, такие как суслики, тушканчики), причём численность многих из них здесь невысокая, за исключением песчанок. Встречаются лисицы, корсаки, волки. По всей территории северного и восточного Каспия встречается ушастый ёж - типичный обитатель пустынь.

Также характерны пресмыкающиеся, насекомые и т.п животные, характерные для пустынных районов. По встречаемости на наземных ценозах из пресмыкающихся наиболее многочисленными видами являются степная агама и разноцветная ящурка, на третьем месте по численности - такырная круглоголовка, которая является широко распространенным видом с очаговым распространением, однако плотность их проживания относительно невелика - от 0,4 до 2 особей на километр маршрута. На участках пустынных ценозов змеи встречаются довольно реже, чем пресмыкающиеся.

Из анализа орнитологической обстановки следует, район намечаемой деятельности не является местом массового гнездования водоплавающих и околоводных птиц, в связи с отсутствием поверхностных водоемов (рек и озер и т.п.). Возможно проживание мелких наземных птиц в весенне - летний период, популяция которых незначительна в связи с суровыми климатическими условиями.

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

1.2.5. Характеристика геологического строения

1.2.5.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

На месторождении Биикжал вскрытый разрез сложен отчетвертичных докунгурских отложений включительно.

Стратиграфическое расчленение разреза пород производилось по каротажным диаграммам и описанию керна. При выделении стратиграфических комплексов в разрезах новых скважин за основу приняты стратиграфические разбивки ранее пробуренных скважин.

Пермская система – P

Пермская система в пределах месторождения представлена нижним отделом.

Нижний отдел - P_1

Нижний отдел на месторождении представлен кунгурским ярусом.

Кунгурский ярус (P_1k). В разрезе кунгурского яруса выделены две толщи: нижняя – галогенная, верхняя – сульфатная.

Нижняя часть отложений представлена каменной солью белой, кристаллической, крупнозернистой с прослоями светло-серого ангидрита. В толще соли встречаются тонкие прослои темноокрашенных, песчано-глинистых пород.

Верхняя часть яруса (кепрок) сложена преимущественно переслаивающимися породами темного и светло-серого доломита, с темными почти черными глинами, ангидритами, гипсами.

Вскрытая толщина кунгурского яруса изменяется от 15,7 м (скв.BS-9) до 6028 м (скв.СГ-2). В кровле кунгурского яруса прослеживается отражающий горизонт VI.

Триасовая система – T

Триасовые отложения залегают с стратиграфическим несогласием на кунгурских породах. На

месторождении Биикжал триасовая система представлена двумя отделами – средним, верхним.

Средний отдел - T_2

Литологически отложения среднего триаса сложены песчаниками, глинами, алевритами, гравелитами, песками, известняками.

Песчаники серые, светло-серые, разнозернистые, алевритисто - глинистые, полевошпатово - кварцевые, слюдистые, с редкими агрегатами мелкокристаллического пирита, с редкими зернами гидроокислов железа, крепко-сцементированные, пористые, с карбонатно-глинистым цементом, в цементе присутствуют редкие зерна кальцита, с единичными углистыми остатками.

Глины серые, темно-серые, серовато-коричневые, бурые, коричневые, тонкослоистые, неизвестковые, слабоалевритовые, мягкие, местами плотные, местами мягкие, пластичные, с прослойками галек и кварцевых, кремневых гравий, с включениями обломков известняка и ангидрита.

Алевролиты серые, коричневые, песчанистые, с кварцево - кремнистыми зернами, слоистые, с агрегатами мелкокристаллического пирита, по наслоению серые глины, пористые.

Гравелиты серые, состоящие из кварцево - кремнистых зерен, кремнистых галек, песчанистые, алевритисто - глинистые, с глинистым цементом, в цементе присутствуют редкие зерна кальцита.

Пески светло-коричневые, темно-серые, зеленовато-серые, разнозернистые, преимущественно крупно и среднезернистые, алевритисто – глинистые, состоят из кремнистых зерен, зерен кварца белого цвета, полевого шпата, кремнистой гальки, частично некоторые зерна ожелезненные, встречены единичные светло-серые зерна кальцита, с агрегатами мелкокристаллического пирита, с углистыми остатками, с включениями алеврита серого, коричневого, мягкого, доломита светло-коричневого.

Известняки серые, светло-серые, мелко, среднезернистые, глинистые, крепкие, с прожилками светло-серого крупнозернистого кальцита, с агрегатами мелкокристаллического пирита, слабоглинистые, массивные, плотные.

Толщина среднетриасовых отложений изменяется от 25,2 м (скв.BS-9) до 132,0 м (скв.Г-1). В кровле среднего триаса на южном крыле прослеживается отражающий горизонт T-I+II, на юго-западном крыле - отражающий горизонт T-II. В разрезе среднего триаса выделены нефтеносные горизонты T-I+II на южном крыле и T-II на юго-западном крыле.

Верхний отдел (T_3) литологическипредставлен глинами, песчаниками, песками.

Глины серые, темно-серые, алевритистые, известковистые, участками слабо известковистые, мягкие, местами плотные, с обилием углистых остатков, с единичными агрегатами мелкокристаллического пирита, с крупными отпечатками обуглившихся растительных остатков.

Песчаники серые, средне и мелкозернистого, кварцевые, средне сцементированные на известковом цементе.

Пески серые, кварцевые, разнозернистые, зерна серого, желтого, светло-жёлтого цвета, прозрачные, полупрозрачные, грубообломочные с включением глауконита и пирита, с прослойками мелких, грубообломочных галек и гравий как кварцевых, так и кремнистых пород.

Толщина верхнетриасовых отложений изменяется от 27,6 м (скв.13) до 58,0 м (скв.BS-8).

Юрская система - J

Юрские отложения залегают сразмывом и стратиграфическим несогласием на триасовых породах. Отложения юрской системы на месторождении представлены нижним и средним отделами.

Нижний отдел - J_1

Литологически отложения нижней юры сложены песками, песчаниками, глинами.

Пески серые, зеленовато-серые, слабо уплотненные, кварцевые, мелко- и среднезернистые, зерна прозрачные, с включениями пирита.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые, кварцевые, средне сцементированные на известковом цементе, с прослойками серых, коричневых алевритов, светло-серых доломитов, с включениями обуглившихся растительных остатков.

Глины серые, темно-серые, буровато-серые, плотные, местами мягкие, слабо известковые, алевритистые, в различной степени песчанистые с редкими включениями обуглившихся растительных остатков.

Толщина нижнеюрских отложений изменяется от 10,0 м (скв.BS-10) до 91,6 м (скв.2). В кровле нижней юры прослеживается отражающий горизонт J_1, в подошве – отражающий горизонт V.

Средний отдел – J_2

Среднеюрские отложения представлены двумя ярусами: байосским и батским.

Байосский ярус (J_2b).

Литологически отложения яруса сложены глинами, песчаниками, песками.

Глины серые, темно-серые, светло-серые с зеленоватым оттенком, местами выделяются вкрапления глины светло-коричневого цвета в виде пятен, слюдистые, плотные, не известковистые, слабо алевритистые, аргиллитоподобные, с прожилками угля черного цвета, в глинах присутствует растительный детрит.

Песчаники светло-серые, серые до темно-серых с коричневатым оттенком, мелко и среднезернистые, кварцевые, алевритисто-глинистые, местами крепко сцементированные на известковом цементе, полевошпатово-кварцевые, с мелкими ОРО, с агрегатами мелкокристаллического пирита, слабосцементированные, пористые, углистые, неизвестковые, слабослюдистые, крепкие, с глинистым цементом, в цементе присутствуют редкие зерна кальцита.

Пески светло-серые, темно-серые, серые с зеленоватым оттенком, буровато-серые, буровато-светло-серые, мелко- и среднезернистые, кварцевые, слабослюдистые, грубообломочные, кварцевые, рыхлые, глинистые, не известковистые, состоящие, в основном, из зерен песка, гравия, галек, кварца, с включением мелких ОРО, бурого угля, мелкокристаллического пирита.

В керновом материале установлены спорово-пыльцевых комплексов. Среди пыльцевого спектра доминирует пыльца семейства Pinacea представленная несколькими видами: Coniferae; InaperturopollinitesdubiusTh. Et Pflug; Inaperturopollinites magnus Th. Et Pfug; Piceasp; PiceasignularaeBolch; PiceamesophyticaPokr; PseudopiceamagnificaBolch; Pseudopicea cf. variabiliformisBolch; Classopollissp; Podozamitessp; Cedrussp; Ginkgocycadophytussp; Podocartussp; Quadraeculinalimbata Mal; Araucariaceae; Piceapollenitessp; Bennettitessp; PiceaexilioidesBolch; Paleopiceasp; Piceapollenitessp; PinuspollenitesminitusPetrosjanz sp. now; ProtopodocarpitesmonochromatusBolch; ProtoconiferusfunariusBolch; Ginkqocycadophytus sp. Спорыпредставлены: ConiopterispulcherrimaBrich; Coniopterishymenophylloicles Sew; Leiotriletessp; GleichenialaetaBolch; Gleicheniiditessp; Salvinia perpulchraBolch; Lycopodium perplicatum Vin; Osmundacideswellmannii Couper; Osmundajurassica K-M; Dictyrhylliditesharrisii Couper; Dictyophyllumsp; Equisetitessp; Marattisporitesscabratus Couper; Matonisporitesphlebopteroides Couper; PhlebopterisexornatusBolch; SelaginellaasperrimaBolch; Eboracoae; Calamosporasp; Azonomonoletessp; LophotriletesaffluenzBolch; Converrucosisporitesdisparituberculatus Vin. sp.nov.; Cibotiumjunctum K-M; Coniopterissp; LeiotriletesgradatusBolch; OsmundapapilataBolch; Clathropterisobovata var. magna T-K; Camptotriletesanagrammensis K-M; CamptotriletestrainqularisJuroschenko sp. nov; Dipteridaceae; LeiotriletesincertusBolch; Klukisporites variegates Couper; Tripartinavariabiles Mal; Azonomonoletessp; Selaginella tenuis K-M; Toroisporites minor Couper; Lycopodium subrotundum K-M.

Толщина яруса изменяется от 28,0 м (скв.27) до 170,0 м (скв.СГ-2). В разрезе байосских отложений выделен нефтеносный горизонтЮ-I (пачки А и Б). В кровле продуктивного горизонта Ю-I (пачка А) прослеживается отражающий горизонт U-IA, по кровле продуктивного горизонта Ю-I (пачка Б) прослеживается отражающий горизонт U-IB.

Батский ярус (J_2bt). Литологически отложения яруса сложены песчаниками, песками, глинами, алевролитами, аргиллитами.

Песчаники серые, до темно серых, иногда с коричневатым оттенком, мелко- среднезернистые, крепкие, известковистые, участками алевритисто - глинистые, полевошпатово-кварцевые, с зернами гидроокислов железа, с агрегатами мелкокристаллического пирита, слабосцементированные, пористые, с глинистым цементом, в цементе присутствуют редкие зерна кальцита, с включениями обуглившихся растительных остатков.

Пески серые, светло-серые, мелко- среднезернистые, глинистые, состоящие, в основном, из зерен кварца, реже полевых шпатов, мелких ОРО, агрегатов мелкокристаллического пирита, рыхлые.

Глины серые, светло-серые, черные, темно-серые, с буроватым оттенком, плотные, не известковистые, алевритистые, местами песчанистые, слабо слюдистые, с налетами углистых и древесных остатков, с пропластками кварцевого мелкозернистого песка и с включением крупных обломков чёрного угля.

Алевролиты серые, светло-серые, темно-серые, желтовато-серые, тонкозернистые, слабосцементированные, глинистые, кварцевые, песчанистые. Породы обогащены обугленным растительным детритом.

Аргиллиты серые, темно-серые, малой твердости, алевритистые, глинисто-карбонатные, сильно трещиноватые, местами разрушенные, органические остатки отсутствуют.

В керновом материале установлены спорово-пыльцевых комплексов. Среди голосеменных господствует пыльца Classpollis, Cupressaceae и хвойные Pinaceae-Podocarpaceae, PerinopolleniteselatoidesCoup., PaleoconiferusasaccatusBolch., ProtoconiferusfunariusBolch, также встречаются др. виды QuadraeculinalimbataMal., Podozamitessp., PinusdivulgataBolch., Pinuspollenitessp., Pseudopinuspectinella, Podocarpitessp., PseudopiceamagnificaBolch;

PiceamesophyticaPofcr; Podocarpussp; Pseudopodocarpussp; Cupresaceae-Taxodiaceae; Piceapollenitessp; Ginkgocycadophytussp; Bennettitessp; Caytoniasp. Споры представлены в основном родом Osmundacidites и Cyathidites. Распространенныевиды: O. kugartensisSixt, O. wellmanniiCoup., O. jurassicus (K.-M.) Kuz., O. bulbosaf. typicaMal. Такжевстречаютсявиды: Tripartinavariabilis., Lygodiumsp., Neoraistrickiasp., Hymenophyllumsp., Stereisporitebujargiensis (Bolch.) Schulz., Calamosporamesozoica Coup., Duplexisporitesanagrammensis (K-M.) Sem., Densoisporites sp., Lycopodiumsporitesperplicatus, Salvinia perpulchra, Stereisporites congregates; CyathiditeshausmannioidesKuz; Coniopterishymenophylloides Sew; ConiopterispulcherimaBrick; Leiotriletessp; Leiotriletesadiantiformis Vin sp.nov; Leiotriletesmirus Vin sp.nov; OsmundapapillataBolch; Osmundaciditeswellmannii Couper; Sphagnum sp; Salvinia perpulchraBolch; Eguisetitessp; Matonisporitesphlebopteroides Couper; PhlebopterisexornatusBolch; Dictyophyllidites harrisii Couper; Gleicheniiditessp; Sciadopitysmesozoicus (Couper) Zauer et Mtchedl; Selaginellarotundiformis K-M; Lycopodium perplicatumBolch; Lycopodium subrotundum K-M; MatonisporitesmangyshlakensisVin.sp.nov; Gleicheniasp; Tripartinavariabilis Mal; Cibotiumjunctum K-M; Clathropterisobovatavar.magna T-K; Camptotriletesanagrammensis K-M; Klukisporites variegates Couper.

Толщина яруса изменяется от 44,0 м (скв.BS-6) до 258,8 м (скв.12). В кровле батских отложений прослеживается отражающий горизонт J_2. В разрезе батского яруса выделен нефтеносный горизонтJ_2 (ранее горизонт Ne-4). В кровле продуктивного горизонта J_2 прослеживается отражающий горизонт J_2.

Меловая система - К

С угловым несогласием на среднеюрских отложениях залегают породы мелового возраста, представленные на месторождении двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел – $К_1$

Нижнемеловой отдел представлен готеривским, барремским ярусами и нерасчленной толщей альб+аптских отложений.

Готеривский ярус ($К_1g$).Литологически отложения яруса сложены глинами, песчаниками, песками, гравелитами, конгломератами, алевролитами, аргиллитами, каменными углями, доломитами.

Глины серые, серовато-синие, зеленовато-серые, красноватые, темно-серые с буроватым оттенком, тонко-мелкозернистые, плотные, местами не крепкие с пропластками кварцевого песка, мелкозернистого, неизвестковистые, слабослюдистые, с чередованием серых, тонкозернистых алевритов, на карбонатном цементе, с включениями крупных обломков чёрного угля, пирита, растительных остатков, местами органические остатки отсутствуют.

Песчаники серые, светло-серые, темно-серые, коричнево-бурые, темно-коричневые, коричневые, средне и мелкозернистые, алевритистые, крепкие, рыхлые, рассыпчатые, сильно трещиноватые, местами разрушенные, местами слабо известковистые, карбонатные, слабослюдистые, с карбонатно-глинистым цементом, включениями ОРО, которые представлены углефицированными остатками растений, обломков карбонатных пород, обломки представлены зернами пирита, кварца, полевого шпата, слюд, местами органические остатки отсутствуют.

Пески темно-серые, темно-коричневые, буровато-серые, серые с зеленоватым оттенком, мелко и среднезернистые, слабослюдистые, кварцевые, глинистые, местами рыхлые, разрушенные, слабо уплотненные, с включениями древесного угля, пирита, местами органические остатки отсутствуют.

Гравелиты светло-серого цвета, массивные, органические остатки отсутствуют, состав цемента карбонатный, с включениями карбонатных обломков, средней твердости, нетрещиноватые.

Конгломераты серые, гравийно-галечные, с прослойками гравелита светло-серого цвета, состав цемента карбонатный, с включениями терригенных обломков, средней твердости, сильно трещиноватые, местами разрушенные.

Алевролиты серые, светло-серые, темно-серые, серовато-синие, зеленовато-серые, песчанистые, местами глинистые, тонкозернистые, с прослойками аргиллитов светло-серого цвета, сильно трещиноватые, местами разрушенные, участками ожелезнённые, состав цемента глинисто-карбонатный, местами глинистый, органические остатки отсутствуют, с включениями пирита, кальцита и обломков карбонатных пород, обломки представлены зернами кварца, полевого шпата, слюд, глауконита,

Аргиллиты кирпично-красные, ожелезнённые, алевритистые, с прослойками песчаника карбонатного светло-серого цвета, алевролита песчанистого серого цвета и карбонатных обломков грязно-белого цвета, твердые, нетрещиноватые, органические остатки отсутствуют, состав цемента глинисто-железистые, с вкраплениями карбонатных обломков и песчанистых зёрен.

Каменные угли темно-коричневые, с прослойками алевролита светло-серого цвета, низкой

твердости, сильно трещиноватые, трещины изломанные, разнонаправленные, состав цемента глинистый, с включениями пирита, органические остатки отсутствуют.

Доломиты серые, темно-серые, коричневато-серые, с прослойками гравелита светло-серого цвета, брекчии серого цвета, средней и высокой твердости, кавернозные, сильно трещиноватые, местами разрушенные, с включениями пирита, прожилков кальцита, обломков карбонатных пород, состав цемента глинисто-карбонатный, органические остатки отсутствуют.

Вкерновом материале установлены спорово-пыльцевых комплексов. Распространенные рода встреченной пыльцы семейств Cupressaceae, Cycas, Ginkgo, Leiotriletes, Classopollis, Pinaceae и Podocarpaceae. Пыльца представлена: Podocarpustricocca, Platysaccusfinarius, Platanaceae, Hamamelidaceae, Menispermaceae, Araliaceae, FagaceaePlatanusorientaliformisSamoil., Liliaciditessp., Ericipites, Typhasp., Oculopollisbaculotrudens (Pfl.)Zakl., O.retigressus (Weil.et Krieg.) Zakl., NudopollisthiergartiiPfl. Покрытосеменная пыльца представлена Aporinastriatellasp., Protoquercusagdjakendensissp. Среди спор встречены рода: Stenozonotriletes, Lophotriletes, Gleichenia, Leiotriletestypicus, Laevigatisporites, Cyathidites, Osmundaceae. Распространенныевиды: Gleicheniidites sp., Gleicheniadelicata, Coniopteris, G. umbonatus (Bolch.) Bolch., G. laetus (Bolch.) Bolch., G. carinatus (Bolch.) Bolch., OrnamentiferaechinataBolch., Lygodium sp., Cicatricosisporites sp., Selagilellidites sp., G. delicatus (Bolch.) Bolch., G. umbonatus (Bolch.) Bolch., G. laetus (Bolch.) Bolch., G. carinatus (Bolch.) Bolch, G. tuberculate (Grig.) Bolch.

Толщина яруса изменяется от 62,0 м (скв.3) до 154,2 м (скв.13). В кровле готеривских отложений прослеживается отражающий горизонт K_1g. В разрезе готеривских отложений выделены нефтеносные горизонты Ne-2, Ne-3. В кровле продуктивного горизонта Ne-2 прослеживается отражающий горизонт Ne-2. В кровле продуктивного горизонта Ne-3 прослеживается отражающий горизонт Ne-3.

Барремский ярус (K_1br).Литологически отложения яруса сложены глинами, песками, аргиллитами, алевролитами, песчаниками, гравелитами, известняками, конгломератами.

Глины серые, светло-серые, зеленоватые, коричневые, мягкие, песчанистые, плотные, слабо алевритовые, не известковистые, участками известковые, с включениями пирита и обломков карбонатных пород, с включениями ОРО, местами органические остатки отсутствуют.

Пески серые, мелкозернистые, кварцевые, алевритистые, полуокатанные, прозрачные, не известковистые.

Аргиллиты серые, светло-серые, темно-серые, зеленовато-серые, кирпично-красные, ожелезненные, карбонатизированные, слабо известковистые, алевритистые, с переслаиванием светло-серых, бурых алевролитов, твердые, слабо твердые, сильно трещиноватые, местами разрушенные, с включением обломков песчаника, органические остатки отсутствуют.

Алевролиты серые, темно-серые, серовато-синие, зеленовато-серые, доломитизированный, глинистые, мягкие, местами песчанистые, с прослойками кирпично-красного, светло-серого аргиллитов, средней и высокой твердости, местами слабо твердые, участками ожелезненные, средне трещиноватые, с включениями прожилков кальцита, обломков карбонатных и терригенных пород, обломки представлены зернами кварца, полевого шпата, слюд, с включением ОРО местами органические остатки отсутствуют.

Песчаники серые, светло-серые, темно-коричневые, средне-мелкозернистые, алевритовая, рыхлые, рассыпчатые, средне и сильно трещиноватые, местами разрушенные, форма трещин изломанная, ориентация разнонаправленная, с карбонатно-глинистым цементом, местами глинисто-карбонатные, с включениями зерен пирита, кварца, полевого шпата, обломками пород реже слюд и ОРО, которые представлены углефицированными остатками растений, местами органические остатки отсутствуют.

Гравелиты светло-серые, массивная, средней твердости, не трещиноватый, с включениями карбонатных обломков, органические остатки отсутствуют.

Известняки серые, светло-серые, зеленовато-серые, плотные, массивные, глинистые, с включениями обломков кварцевого мелкозернистого песчаника, светло-серого, с известковым цементом.

Конгломераты гравийно-галечные, зеленовато-серые, серые, с прослойками серого, средне-мелкозернистого песчаника и светло-серого гравелита, состав цемента глинисто-карбонатный, органические остатки отсутствуют.

В керновом материале установлены спорово-пыльцевых комплексов. Распространенные пыльца голосеменных растений: Pinus, Picea, Cadrus. Пыльца покрытосеменных растений представлена: Oculopollis, Nudopollis, Trudopollis.TricolpopollenitesPf., TricolporopollenitesPf., Platanaceae, Hamamelidaceae, Menispermaceae, Araliaceae, Fagaceae (Platanusorientaliformis, T.menneri

(Mart.) Zakl., T.parvotrudens, Pfl., Oculopollisbaculotrudens (Pfl.)Zakl., O.retigressus (Weil.et Krieg.) Zakl., NudopollisthiergartiiPfl., Pompeckjoidaepollenitessubhercinicus (W.Kr.) W.Kr., InterporopollenitesturgidusTschudy, Sporopollis, elaeagnoidesZakl., BasopollisatumescensPfl, T.retigressus Weil.et krieg., T.nonperfectusPfl., T.speciosusZakl., T.bulboformisZakl. Quercitessparsus (Mart.) f. vescaSamoil., Corylopsis sp.)., Monocolpitesbisulcus Mart., Liliacidites sp., Ericipites, Typha sp. СредиспорвстреченыGleicheniidites, Stereisporites, Laevigatisporites, Cyathidites, Osmundaceae, Lygodium sp., Cicatricosisporites sp., Selagilellidites sp., G. delicatus (Bolch.) Bolch., G. (Bolch.) Bolch., G. carinatus (Bolch.) Bolch., OrnamentiferaechinataBolch., G. tuberculate (Grig.) Bolch., ClaviferarudisBolch., Anemia perforata Mark., A. exili'oides (Mai.) Bolch., A. cristata Mark., A. trichacanta (Mai.) Mark., Cicatricosisporitesdorogensis Pot. et Gell., Pelletieriatersa (K.-M.) Bolch., Lygodiumjaponiciforme E. Iv., Klukisporites.

Толщина яруса изменяется от 55,0 м (скв.17) до 210,0 м (скв.СГ-2). В кровле барремских отложений прослеживается отражающий горизонт K_1br. В разрезе барремских отложений выделен нефтеносный горизонт Ne-1. В кровле продуктивного горизонта Ne-1 прослеживается отражающий горизонт Ne-1.

Альб+аптский ярусы ($К_1$al+a). Литологически отложения ярусов сложены аргиллитами, сланцами, алевролитами, песчаниками, глинами, песками, конгломератами.

Аргиллиты светло-серые, темно-серые, кирпично-красные, зеленовато-серые, слабо известковистые, алевритовые, карбонатизированные, средней и крепкой твердости, не трещиноватые, местами средне и сильно трещиноватые, с включениями обломков светло-серых песчаников, карбонатного материала, органические остатки отсутствуют.

Сланцы глинистые, серые, темно-серые, с прослойками песчаников бурого цвета, низкой твердости, сильно трещиноватый, органические остатки отсутствуют.

Алевролиты светло-серые, белые, глинистые, с прослойками кирпично-красного, бурого аргиллита, массивные, средней и высокой твердости, участками ожелезненные, не трещиноватые, местами средне трещиноватые, карбонатизированные, органические остатки отсутствуют.

Глины серые, темно-серые, голубовато-серые, плотные, на известковистые, алевритистые, мягкие, жирные на ощупь с прослоями мелкозернистых, кварцевых песков и песчаников.

Песчаники серые, темно-коричневые, средне-мелкозернистые, низкой твердости, средне и сильно трещиноватые, местами разрушенные, с прослойками углисто-глинистого темно-серого материала, с прослойками песков серых, глинистых, средне- мелкозернистых, органические остатки отсутствуют.

Конгломераты гравийно-галечные, зеленовато-серого цвета с прослойками песчаника средне-мелкозернистого серого цвета, средней твердости, слабо трещиноватые, заполненные кальцитами.

В керновом материале установлены спорово-пыльцевых комплексов. В составе пыльцы голосеменных доминирует двухмешковая пыльца хвойных Coniferalesgen. indet., Pinuspollenitesspp., присутствует пыльца Alisporitesspp., Cedripitesspp., Podocarpiditessp., Phyllocladiditessp., Taxodiaceaepollenitessp., Araucariacitessp., Sequoiapollenitessp., TricolpopollenitesPf., TricolporopollenitesPf., Platanaceae, Hamamelidaceae, Menispermaceae, Araliaceae, Fagaceae (Platanusorientaliformis), MenispermumturonicumN. Mtch., Quercitessparsus (Mart.) f. vescaSamoil., Corylopsissp.)., MonocolpitesbisulcusMart., Liliaciditessp., Ericipites, Typhasp. В составе палинокомплекса доминирует пыльца покрытосеменных рода Tricolpites, присутствует Retitricolpites. Среди спор мхов и папоротникообразных преобладают Leiotriletessp., Osmundaciditessp., Cyathiditessp., разнообразны представители семейства Schizaeaceae: Appendicisporitesmatesovae (Bolch.) Nor., A. unicus C. augustus Singh, C. pseudotripartitus (Bolch.) Dett., Cicatricosisporites sp., Klukisporites variegatus Coup., Klukisporites sp. Присутствуют: RouseisporitesreticulatusPoc., Crybelosporites sp., Foveosporites sp., CostatoperforosporitesfistulosusDeak, Aequitriraditesspinulosus (Cook. et Dett.) Cook. et Dett., A. verrucosus Cook. et Dett.

Толщинаальб+аптскихотложенийизменяетсяот 93,5 м (скв.BS-10) до 325,0 м (скв.6). В кровле отложений прослеживается отражающий горизонт K_1al+a.

Верхний отдел – $К_2$

Верхнемеловые отложения трансгрессивно залегают на альб+аптских породах и литологически сложены глинами, песчаниками, песками.

Глины серые, светло-серые, темно-серые, черные, слабослюдистые, известковые, слабо известковые, местами не известковые, иногда песчанистые, карбонатные, мягкие, вязкие, слабо алевритовые, с прослоями светло-серых, крепких мергелей, бурого, черного, слоистого угля, с включением зерен кварца, пирита, ОРО.

Песчаники светло-серые, серовато-зеленые, мелкозернистые, кварцевые, глинистым

цементом, легко разрушается, с прослоями алевритов серого, темно-серого, редко светло-серого, глинистыми известняками, светло-коричневыми, алевритистыми, крепкими доломитами, с включениями зерен прозрачного, серого кварца, пирита.

Пески светло-серые, мелкозернистые, кварцевые, с включениями черного, слоистого угля, белого мела.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется от 70,0 м (скв.2) и до 345,0 м (скв.4).

Неоген-четвертичная система - N+Q

Отложения неоген-четвертичной системы литологически представлены глинами желтовато-зелеными, серовато-зелеными средней плотности, известковистыми с обломками раковин моллюсков. Толщина отложений составляет20 м.

1.2.5.2. Тектоника

Месторождение Биикжал расположено в юго-восточном окончании Северо-Каспийского поднятия в пределах пределах крупного тектонического элемента фундамента - Астраханско-Актюбинской системы поднятий Прикаспийской впадины (рис.6).

Разломы, выступы и блоки фундамента оказали существенное влияние на формирование палеозойского структурного плана, в одних случаях способствуя образованию положительных, в других – отрицательных структур. Основным структурным элементом по фундаменту является Тугаракчанский прогиб, имеющий, вероятно, грабенообразное строение и глубину до 10-14 км.

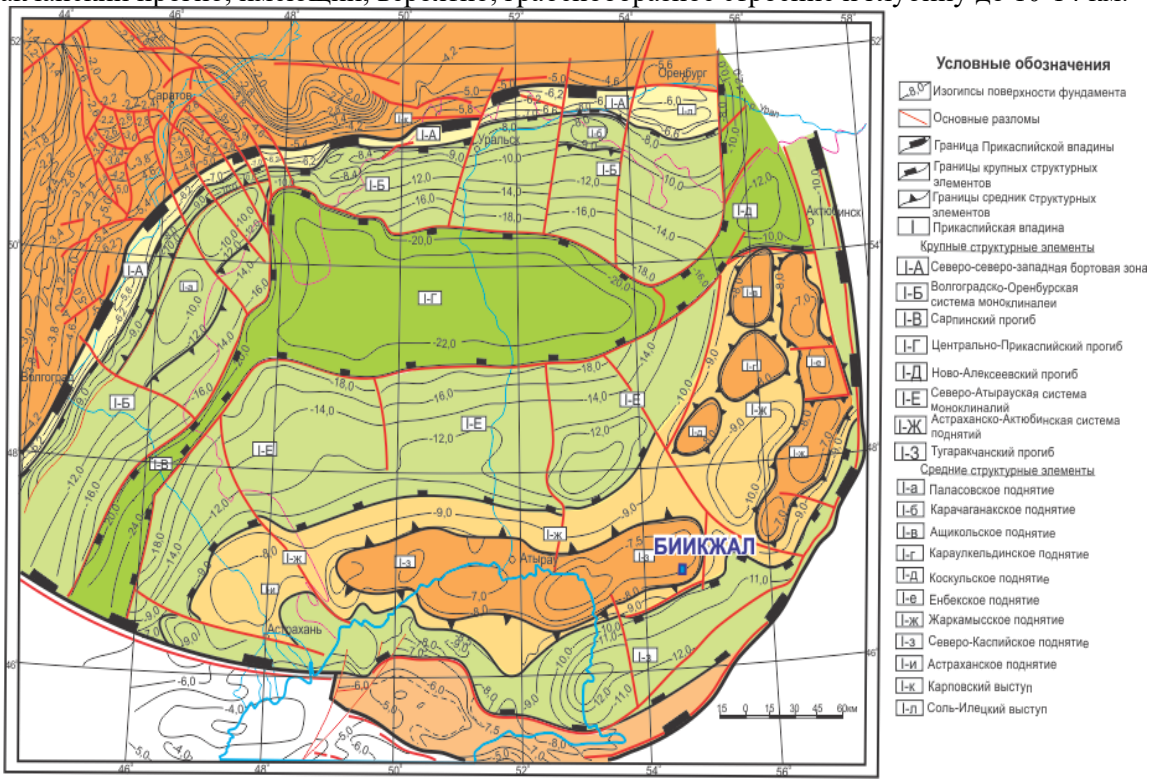


Рисунок 6. Тектоническая схема

В 2022 году геофизической компанией «ProfessionalGeoSolutionsKazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан») выполнен отчет «Переобработка и переинтерпретация сейсмических данных 3Д по месторождению Биикжал».

Структурная и динамическая интерпретация данных 3Д-МОГТ выполнялись интерпретационной группой в ТОО «ProfessionalGeoSolutionsKazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан») с использованием интерпретационных комплексов «GeoGraphixDiscovery», «DUGInsight». Работы по интерпретации включали в себя структурную интерпретацию, динамическую интерпретацию, выделение перспективных объектов.

В результате этих работ было уточнено геологическое строение триасовых, юрских и меловых отложений на участке исследования, также выполнены структурные построения по 15-ти отражающим и продуктивным горизонтам в масштабе 1:10000 и 1:5000.

Детализировано строение продуктивных горизонтов в триасе, юре и меле путем уточнения их тектонического строения и прогноза коллекторских свойств, выделены перспективные зоны в нефтегазоносном отношении.

Надсолевые отложения тектоническими нарушениями F-F_5 делятся на крылья - северное, северо-западное, юго-западное, южное, восточное и грабен.

По результатам переинтерпретации были построены структурные карты по отражающим горизонтам: K_1al+a (кровля альб+аптского ярусов), K_1br (кровля барремского яруса), Ne-1 (кровля продуктивного горизонта Ne-1 в отложениях баррема), K_1g (кровля готеривского яруса), Ne-2 и Ne-3 (кровли продуктивных горизонтов Ne-1 и Ne-2 в отложениях готерива), J_2 (кровля средней юры),J_2 (кровля продуктивного горизонта J_2),U-IA (кровля продуктивного горизонта Ю-I-А в средней юре), U-IB (кровля продуктивного горизонта Ю-I-Б в средней юре), J_1 (кровля нижней юры), V (подошва юрских отложений), T-I+II(кровля продуктивного горизонта T-I+II на южном крыле),T-I+II(кровля продуктивного горизонта T-II на юго-западном крыле), VI (кровля соли - P_1k).

Морфология структурной карты по отражающему горизонту K_1al+a практически не отличается от нижележащей карты по горизонту K_1br, за исключением того, что горизонт не прослеживается в районе скважин 17 и BS-13. Несмотря на то, что поверхность нарушена преимущественно теми же разломами, что и нижележащая карта, плотность разрывных нарушения выше в районе наиболее приподнятой части северо-западного, юго-западного и южного крыльев. Глубины варьируют от минус 330 м до минус 730 м, от минус 200 м до минус 490 м, от минус 80 м до минус 620 м в северо-западном, юго-западном и южном крыльях, соответственно.

На структурной карте по отражающему горизонту K_1br наблюдается значительное увеличение области отсутствия горизонта по площади за счёт восточной части полигона картопостроения. Структурную поверхность разделен на три крыла, исходя из разных интервалов глубин: северо-западный, юго-западный и южный. Глубины северо-западного крыла здесь варьируют от минус 440 до минус 850 м. Интервал глубин в пределах юго-западного сегмента: от минус 300 до минус 650 м. Для южного сегмента глубина меняется от -220 м в наиболее приподнятой части до минус 850 м в наиболее погруженной части.

В барремских отложениях выявлен продуктивный горизонт Ne-1, который тектоническими нарушениями f_1 - f_8кулисообразно делится на 7 отдельных блоков и с юга и юго-востока экранируется нарушениями F и F_1.По ограничивающей изогипсе -600 м размеры структуры составляют 1,3 км х 0,5 км. Область его распространения намного меньше по сравнению с нижележащими продуктивными горизонтами Ne-2, Ne-3.

Отложения готеривского яруса K_1g прослежены на всех крыльях структуры, в сводовой части структуры горизонт размыт. В сводовой части всех крыльев, кроме восточного, развита сеть разноориентированных тектонических нарушений. Отложения готерива в сводах крыльев варьируют от отметок -100 м (восточное крыло) до -559 м на северо-западном крыле и погружаются на периферии крыльев до отметок -1240 м.

В готеривских отложениях на северо-западном крыле выявлены два продуктивных горизонта Ne-2 иNe-3, строение которых аналогично строению продуктивного горизонта J_2.

Интервал залегания глубин горизонта Ne-2 – от -565,1 м до -1270 м и более на северо-запад. По ограничивающей изогипсе -840 м размеры структуры 1,5 км х 0,9 км.

Глубина залегания горизонта Ne-3 прослежена от -600 м до -1020 м. Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе –800 м равны 1,4 км х 0,8 км.

Продуктивный горизонт J_2, приуроченный к верхней части среднеюрских отложений, сохраняет строение нижележащих юрских горизонтов и погружается на северо-восток от отметок -790 м в своде до -1480 м.

Тектонические нарушения F и F_1 ограничивают продуктивные горизонты с востока и юга. Сводовая часть крыла разбита малоамплитудными нарушениями f_1 - f_8 на 7 блоков. Размеры структуры по изогипсе -920 м составляют 1,5 км х 0,7 км.

В среднеюрских отложениях на северо-западном крыле было выделено продуктивный горизонт Ю-I (пачки А, Б), по кровлям которых построены структурные карты по отражающим горизонтам U-IA и U-IB. Строение структурных поверхностей по кровле этих комплексов идентично, как с точки зрения морфологии, так и осложнения разрывными нарушениями. В наиболее приподнятых частях горизонтов выделяется небольшой антиклинальный свод. Тектонические нарушения F и F_1 ограничивают продуктивные горизонты с востока и юга. Сводовая часть крыла малоамплитудными нарушениями f_1 - f_7 в основном субмеридиальной ориентации делится на 7 отдельных блоков.

Горизонт Ю-I пачки А находится гипсометрически ниже, глубина его залегания варьирует от -950 м до -2150 м, по оконтуривающей изогипсе -1260 м размеры составляют 1,5 км х 0,7 км.

Интервал залегания глубин горизонта Ю-I пачка Б – от -925 м до -2075 м, ловушка ограничена изогипсой -1200 м, размеры структуры 1,3 км х 0,6 км.

Структурный план отражающего горизонта J_1(кровля нижней юры), в целом, повторяет структурной поверхности нижележащего ОГ V.

Поверхность кровли горизонта J_1 нарушена преимущественно теми же разрывными нарушениями, что и нижележащая поверхность кровли среднетриасовых отложений (ОГ V).

По отражающему горизонту V (подошва юрских отложений) в пределах контрактной территории залегает на глубинах от -346,9 м до -2300 м и более. В своде структуры триасовые отложения прослежены только в центральной части.

Среднетриасовые отложения продуктивны на южном и юго-западном крыльях, по этим участкам были построены структурные карты отражающим горизонтам Т-I+II и Т-II.

Южное крыло ОГ-Т-I+II ограничено с севера, юго-востока и востока тектоническими нарушениями, само крыло сбросами f – f_2 делится на три блока (I, II, III), где выявлены залежи нефти. Отложения среднего триаса имеют минимальные отметки в своде -800 м и погружаются на юго-запад до отметок -1500 м и более. По оконтуривающей изогипсе -1160 м размеры ловушки составляют 2,1 км х 0,6 км.

Юго-западное крылоОГ-Т-II представляет собой полуантиклинальное поднятие, также ограниченное с запада, севера и северо-востока тектоническими нарушениями F_4 и f_3. Минимальная отметка в своде -650 м, отложения моноклинально погружаются на юг до отметок -900 м и более, размеры крыла 1,5 км х 0,4 км.

Надсолевой комплекс, представленный породами мезозой-кайнозойского возраста, сплошным чехлом перекрывает соленосные отложения кунгурского возраста - ОГ-VI. Соляной купол Биикжал, имеющий плоский столообразный свод, размеры купола составляют 4,8 км х 4,4 км, наименьшая глубина залегания кровли соли в своде составляет минус 412,5 м в скважине BS-6. Купол имеет 6 склонов: грабен, северный, северо-западный, юго-западный, восточный и южный, где кровля соли погружается до отметок минус 2800 м и более.

1.2.5.3. Нефтегазоносность

Месторождение Биикжал расположено вблизи месторождений Кульсары, Мунайлы, в пределах Южно-Эмбенской нефтегазоносной зоны, нефтегазоносность которых связана с залежами в отложениях триаса, юры и нижнего мела.

В 1966-1977 года в пределах структуры Биикжал пробурены 3 скважины: сверхглубокая скважина СГ-2 и поисковые скважины Г-1, Г-3 с целью поисков залежей нефти и газа в подсолевом комплексе. Скважины по данным ГИС оказались не продуктивными.

В 2002 - 2004 года пробурены 12 скважин, из них 7 разведочных скважин(FX-1, 2, 2Р, 3, 4, 6, 5НН) и 5 структурных скважин (BS-1, BS-3, BS-4, BS-6, BS-7), где при опробовании скважин FX-1, 4, 5НН, 2Р, BS-4 получены притоки нефти дебитами от 38 $м^3$/сут (скв.2Р) до 160 $м^3$/сут на 9,5 мм штуцере (скв.4).

Месторождение открыто в 2002 году, когда в разведочной скважине FX-1 из среднетриасовых отложений получен приток нефти дебитом до 86,5$м^3$/сут.

В дальнейшем по результатам полученных дополнительных геолого-геофизических исследований была подтверждена нефтеносность нижнемеловых, среднеюрских и среднетриасовых отложений месторожденияБиикжал.

Пробуренными скважинами на месторождении установлены и оконтурены залежи нефти на северо-западном, юго-западном, южном крыльях.

На северо-западном крыле залежи нефти приурочены к отложениям баррема, готерива, средней юры, на юго-западном и южном крыльях залежи нефти приурочены к среднетриасовым отложениям.

В 2023 году на северо-западном крыле месторождения пробурены 2 скважины (26, 27), где при опробовании в скважине 26 получен приток нефти дебитом 4,78 $м^3$/сут (горизонт Ne-2), в скважине 27 - приток нефти дебитом 21,57 $м^3$/сут (горизонт Ne-3).

При выделении горизонтов в разрезах новых скважин 26, 27 за основу приняты разбивки горизонтов ранее пробуренных скважин.

По результатам детальной попластовой корреляции разрезов скважин по данным ГИС выделены 3 нижнемеловые горизонты (Ne-1, Ne-2, Ne-3); 3 среднеюрские горизонты (J_2, Ю-I (пачки А Б), Ю-I-А+Б) и 3 среднетриасовые горизонты (Т-I, Т-II, Т-I+II): *на северо-западном крыле* – горизонты Ne-1, Ne-2, Ne-3, J_2(ранее Ne-4), Ю-I (пачки А, Б), Т-I, Т-II;*на юго-западном крыле* - горизонты Ю-I-А+Б, Т-I, Т-II;*на южном крыле* - горизонты Ю-I-А+Б, Т-I+II, из них по данным ГИС и опробования в 7 горизонтах (Ne-1, Ne-2, Ne-3, J_2, Ю-I (пачки А, Б), Т-II, Т-I+II установлены

нефтяные залежи:

на северо-западном крыле – горизонты Ne-1, Ne-2, Ne-3, J_2, Ю-I (пачки А, Б);

на юго-западном крыле - горизонт Т-II;

на южном крыле - горизонтТ-I+II.

Северо-западное крыло

Горизонт Ne-1. Залежи нефти выявлены в блоках II, III, IV. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Залежи горизонта приурочены к барремским отложениям нижнего мела.

Блок II. Залежь вскрыта скважиной BS-10, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 5,0 м.

Общая толщина горизонта составляет 7,0 м. По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 500,0 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 505,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине BS-10, высота залежи 5,0 м. Площадь залежи - 42 тыс.м^2.

Блок III. Залежь вскрыта скважиной 26, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 1,7 м.

Общая толщина горизонта составляет 7,1 м. По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 489,5 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 491,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 26, высота залежи 2,3 м. Площадь залежи -66 тыс.м^2.

Блок IV. Залежь вскрыта 2 скважинами (BS-8, 25), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные. В скважине 24 коллекторы водонасыщенные, в скважине 4 коллекторы литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 6,0 м (скв.BS-8, 24) до 8,6 м (скв.25), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,8 м (скв.25) до 2,4 м (скв.BS-8). По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 524,1 м (скв.BS-8), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 528,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 25, высота залежи 4,0 м. Площадь залежи – 35 тыс.м^2.

Горизонт Ne-2. Залежи нефти выявлены в блоках I, II, III, IV, V. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Залежи горизонта приурочены к готеривским отложениям нижнего мела.

Блок I. Залежь вскрыта скважиной 27, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 16,5 м.

Общая толщина горизонта составляет 17,1 м (скв.27). По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 565,5 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 582,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 27, высота залежи 16,5 м. Площадь залежи -65 тыс.м^2.

Блок II. Залежь вскрыта скважиной BS-10, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 17,7 м.

Общая толщина горизонта составляет 19,2 м (скв.BS-10). По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена опробованием скважины BS-10 в 2006 году, где в интервале 587,3-606,0 м (-574,9-593,6 м) получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 24,0 м^3/сут на 5 мм штуцере, в 2022 году при повторном опробовании интервала 587,2-606,0 м (-574,8-593,6 м) также получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 11,43 м^3/сут и дебит воды - 8,99 м^3/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 306,3 м^3 жидкости, из них 171,5 м^3 нефти и 134,8 м^3 воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 574,9 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 593,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине BS-10, высота залежи 18,7 м. Площадь залежи - 106 тыс.м^2.

Блок III. Залежь вскрыта скважиной 26, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 13,4 м.

Общая толщина горизонта составляет 17,2 м (скв.26). По разрезу прослеживаются 4 пласта-

коллектора.

Продуктивность установлена в скважине 26, где при совместном опробовании в интервалах перфорации 602,0-607,0 м (-588,8 -593,8 м), 608,0-610,0 м (-594,8-596,8 м) методом свабирования получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 4,78 м^3/сут, дебит воды - 0,02 м^3/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 86,9 м^3 жидкости, из них 86,6 м^3 нефти и 0,3 м^3 воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 588,6 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 604,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 26, высота залежи 15,4 м. Площадь залежи -95 тыс.м^2.

Блок IV. Залежь вскрыта 2 скважинами (BS-8, 25), где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные. В скважине 24 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 12,6 м (скв.BS-8) до 18,5 м (скв.24), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 6,0 м (скв. BS-8) до 8,8 м (скв.25). По разрезу прослеживаются 1 - 4 пласта-коллектора. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 600,6 м (скв.25), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 613,4 м по по разделу нефть-вода в скважине 25 и минус 613,0 м по кровле водонасыщенного коллектора в скважине BS-8, высота залежи 12,8 м. Площадь залежи - 78 тыс.м^2.

Блок V. Залежь вскрыта скважиной 4, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 4,8 м.

Общая толщина горизонта составляет 16,9 м (скв.4). По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 612,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 617,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 4, высота залежи 4,8 м. Площадь залежи - 27 тыс.м^2.

Горизонт Ne-3. Залежи нефти выявлены в блоках I, II, IV. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Залежи горизонта приурочены к готеривским отложениям нижнего мела.

Блок I. Залежь вскрыта скважиной 27, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 14,6 м.

Общая толщина горизонта составляет 19,9 м (скв.27). По разрезу прослеживаются 3 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена в скважине 27, где при совместном опробовании в интервалах перфорации 609,5-615,0 м (-596,5-602,0 м) и 616,0-619,0 м (-603,0-606,0 м) методом свабирования получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 21,57 м^3/сут, дебит воды – 0,03 м^3/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 282,8 м^3 жидкости, из них 282,5 м^3 нефти и 0,3 м^3 воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 596,0 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 612,2 м по разделу нефть-вода в скважине 27, высота залежи 16,2 м. Площадь залежи - 87 тыс.м^2.

Блок II. Залежь вскрыта скважиной BS-10, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 3,3 м.

Общая толщина горизонта составляет 19,0 м (скв.BS-10). По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 610,6 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 613,9 м по разделу нефть-вода в скважине BS-10, высота залежи 3,3 м. Площадь залежи - 45 тыс.м^2.

Блок IV. Залежь вскрыта скважиной BS-8, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные. В скважинах 24, 25 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 11,0 м (скв.24) до 21,0 м (скв.25), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине BS-8 составляет 4,7 м. По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 623,8 м (скв.BS-8), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 628,5 м по разделу нефть-вода в скважине BS-8, высота залежи 4,7 м. Площадь залежи - 29 тыс.м^2.

Горизонт J_2 (ранее горизонтNe-4). Залежь нефти выявлена в блоке VII. По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Залежь горизонта приурочена к батским отложениям средней юры.

Блок VII. Залежь вскрыта скважиной 12, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 8,8 м.

Общая толщина горизонта составляет 11,0 м (скв.12). По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена опробованием скважины 12, где пластоиспытателем на трубах в интервале 857,0-870,0 м (-844,3-857,3 м) получен приток нефти дебитом 35,0 м^3/сут. После установки цементного моста был перфорирован интервал 862,0-865,5 м (-849,3-852,8 м) и получен незначительный приток нефти дебитом 0,3 м^3/сут на 3 мм штуцере.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 842,3 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 852,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 12, высота залежи 10,4 м. Площадь залежи - 94 тыс.м^2.

Горизонт Ю-I. По результатам попластовой корреляции в разрезе горизонта выделены два нефтеносных пачек А и Б, разделенные глинистой толщей. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически и экранированные. Залежи горизонта приурочены к байосским отложениям средней юры.

Пачка А. Залежи нефти выявлены в пределах блоков I, V, VII.

Блок I. Залежь вскрыта скважиной BS-10, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважине 27 - водонасыщенные.

Общая толщина пачки изменяется от 13,5 м (скв.27) до 19,7 м (скв. BS-10), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине BS-10 составляет изменяется 3,8 м. По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора. Горизонт не опробован.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 911,8 м (скв.BS-10), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 916,9 м по разделу нефть-вода в скважине BS-10 и минус 914,8 м по кровле водонасыщенного коллектора в скважине 27, высота залежи 5,1 м. Площадь залежи - 45 тыс.м^2.

Блок V. Залежь вскрыта 3 скважинами (4, 24, 5НН). По данным ГИС в скважинах 4, 24 коллекторы нефтенасыщенные, в скважине 5НН коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважине BS-11 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 15,8 м (скв.5НН) до 21,0 м (скв.24), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 9,1 м (скв.5НН) до 17,5 м (скв.25). По разрезу прослеживаются 2-5 пластов-коллекторов.

Продуктивность установлена опробованием 3 скважин (4, 24, 5НН).

В скважине 4 при совместном опробовании в интервалах 920,0-930,0 м (-907,2-917,7 м), 933,0-938,0 м (-920,2-925,2 м) получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 160 м^3/сут на 9,5 мм штуцере.

В скважине 5НН произведена перфорация интервала 1004,0-1012,0 м (-927,8-932,8 м), из которого получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 101,98 м^3/сут на 7,6 мм штуцере.

В скважине 24 в 2005 году опробование проведено в интервале 903,0 – 922,0 м (-888,8-907,8 м), где получен фонтанный приток нефти дебитом 33,0 м^3/сут на 5 мм штуцере, в 2022 году в интервале перфорации 904,0-920,0 м получены фонтанные притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 22,8 м^3/сут, дебит воды – 0,3 м^3/сут на 4 мм штуцере, всего из скважины за время испытания извлечено 323,4 м^3 жидкости, из них 319,4 м^3 нефти и 4,0 м^3 воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 889,8 м (скв.24), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 936,9 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 5НН, высота залежи 47,2 м. Площадь залежи - 144 тыс.м^2.

Блок VII. Залежь вскрыта скважиной 13, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважинах 12 и BS-9 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 16,2 м (скв.12) до 20,2 м (скв.13), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине 13 составляет 7,9 м. По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора.

В скважине 13 опробование проведено в интервале 947,3 - 954,0 м (-932,7-939,4 м), из которого получен фонтанный приток нефти 77,5 м^3/сут на 7 мм штуцере.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 931,3 м (скв.13), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 940,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 13, высота залежи 9,1 м. Площадь залежи - 24 тыс.м^2.

Пачка Б. Залежи нефти выявлены в пределах блоков IV, V.

Блок IV. Залежь вскрыта скважине BS-8, где по данным ГИС коллекторы нефтенасыщенные, в скважине 25 коллекторы нефтеводонасыщенные.

Общая толщина пачки изменяется от 14,3 м (скв.BS-8) до 15,2 м (скв.25), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 8,0 м (скв.25) до 13,1 м (скв.BS-8). По разрезу прослеживаются 2-3 пластов-коллекторов.

Продуктивность установлена опробованием скважины 25, где в 2006 году в интервале 944,0-950,0 м (-929,6-935,6 м), где получен приток нефти дебитом 16,0 м^3/сут на 4,76 мм штуцере, в 2022 году в этом же интервале при повторной перфорации получены притоки нефти с водой, дебит нефти составил 18,8 м^3/сут, дебит воды - 18,6 м^3/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 560,4 м^3 жидкости, из них 281,8 м^3 нефти и 278,6 м^3 воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 925,6 м (скв.BS-8), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 940,9 м по разделу нефть-вода в скважине 25, высота залежи 15,2 м. Площадь залежи - 74 тыс.м^2.

Блок V. Залежь вскрыта скважиной 4, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные, в скважине BS-11 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 24 и 5НН коллекторы литолого-фациально замещены.

Общая толщина горизонта изменяется от 8,5 м (скв.5НН) до 19,5 м (скв.24), эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине 24 составляет 12,9 м. По разрезу прослеживаются 3 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена опробованием скважины 4, где в 2003 году в интервале 953,0-964,0 м (-940,2-951,2 м) получен фонтанный приток нефти с водой дебит нефти 105,2 м^3/сут, дебит воды 4,2 м^3/сут на 9,5 мм штуцере, в 2022 году в интервале 953,0-959,0 м (-940,2-946,2 м) получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 13,5 м^3/сут на 4 мм штуцере, всего из скважины за время испытания извлечено 121,4 м^3 нефти.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 936,1 м (скв.4), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 951,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 4, высота залежи 15,3 м. Площадь залежи - 111 тыс.м^2.

Юго-западное крыло

Горизонт Т-II. Залежь нефти выявлена в блоке II. По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Залежь горизонта приурочена к среднетриасовым отложениям.

Блок II. Залежь вскрыта 2 скважинами (2Р, BS-4), где по данным ГИС в коллекторы нефтенасыщенные, в скважине СГ-2 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 12,0 м (скв.СГ-2) до 18,7 м (скв.BS-4), эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 4,5 м (скв. BS-4) до 12,5 м (скв.2Р). По разрезу прослеживаются 2 пласта-коллектора.

Продуктивность установлена опробованием 2 скважин (2Р, BS-4).

В скважине 2Р в 2004 году при опробовании интервала 994,0-1019,0 м (-978,2-1003,2 м) пластоиспытателем на трубах получен приток нефти дебитом 38,0 м^3/сут., после окончания бурения в скважине прострелян интервал 993,0-1005,0 м (-977,2-989,2 м), где получен приток нефти переливом дебитом 1,6 м^3/сут на 3 мм штуцере, в 2022 году при повторном опробовании интервала 993,0-1005,0 м (-977,2-989,2 м) получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 3,67 м^3/сут, дебит воды - 1,1 м^3/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 71,56 м^3 жидкости, из них 55,1 м^3 нефти и 16,46 м^3 воды.

В скважине BS-4 при опробовании интервала 1053,0-1059,0 м (-1042,1-1048,1 м) пластоиспытателем на трубах получен приток нефти дебитом 19,0 м^3/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 977,7 м (скв.2Р), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1149,7 м, что соответствует середине расстояния между подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине BS-4 (минус 1047,7 м) и кровли водонасыщенного коллектора в скважине СГ-2 (минус 1251,6 м), высота залежи 172,0 м. Площадь залежи - 429 тыс.м^2.

Южное крыло

Горизонт Т-I+II. Залежи нефти выявлены в пределах блоков I, II, III. По типу резервуара залежи пластовые, сводовые, тектонически и стратиграфически экранированные. Залежи горизонта приурочены к среднетриасовым отложениям.

Блок I. Залежь вскрыта скважиной FX-1, где по данным ГИС нефтенасыщенный коллектор составляет 34,8 м.

Общая толщина горизонта составляет 54,5 м (скв.FX-1). По разрезу прослеживаются 3 пласта-коллектора.

В скважине FX-1 в 2002 году при совместном опробовании в интервалах перфорации 717,0-

723,0 м (-691,7-697,7 м), 725,0-726,0 м (-699,7-700,7 м), 744,0-746,0 м (-718,7-720,7 м), 748,0-762,0 (-722,7-736,7 м) методом свабирования получены притоки нефти дебитами 15,5 – 86,7 м^3/сут, в 2022 году при совместном опробовании в интервалах перфорации 717,0-724,0 м (-691,7-698,7 м), 748,0-764,0 м (-722,7-738,7 м) получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 4,8 м^3/сут, дебит воды – 0,1 м^3/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 73,38 м^3 жидкости, из них 71,91 м^3 нефти и 1,47 м^3 воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 689,7 м (скв.FX-1), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 797,1 м по аналогии с блоком II, высота залежи 107,4 м. Площадь залежи - 114 тыс. м^2.

Блок II. Залежь вскрыта скважиной 7, где по данным ГИС выявлен нефтенасыщенный коллектор толщиной 35,0 м, в скважине BS-3, 3 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется от 39,0 м (скв.3) до 56,0 м (скв.BS-3). По разрезу прослеживается 1 пласт-коллектор.

В скважине 7 в 2004 году при совместном опробовании в интервалах перфорации 713,0-717,0 м (-683,9-687,9 м), 718,5-726,0 м (-689,4-696,9 м), 725,5-738,5 м (-698,4-709,4 м), 740,5-745,5 м (-711,4-716,4 м) получен приток нефти до 5,3 м^3/сут на 7 мм штуцере, в 2022 году при совместном опробовании в интервалах перфорации 713,0-717,0 м (-683,9-687,9 м), 723,4-725,8 м (-694,3-696,7 м), 735,6-736,3 м (-706,5-707,2 м), 740,5-745,5 м (-711,4-716,4 м), 746,2-747,2 (-717,1-718,1 м) получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 4,06 м^3/сут, дебит воды – 0,13 м^3/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 67,15 м^3 жидкости, из них 65,0 м^3 нефти и 2,15 м^3 воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 683,9 м (скв.7), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 797,1 м, что соответствует середине расстояния между подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине 7 (минус 718,9 м) и кровли водонасыщенного коллектора в скважине 3 (минус 875,2 м), высота залежи 113,2 м. Площадь залежи - 124 тыс.м^2.

Блок III. Залежь вскрыта скважиной 17, где по данным ГИС выявлен нефтенасыщенный коллектор толщиной 18,6 м, в скважине BS-13 коллекторы водонасыщенные.

Общая толщина горизонта составляет 25,8 м (скв.17). По разрезу прослеживаются 7 пластов-коллекторов.

В скважине 17 в 2005 году при совместном опробовании интервалов перфорации 790,0-792,0 м (-763,1-765,1 м), 794,0-802,5 м (-767,1-775,6 м), 805,5-808,0 м (-778,6-781,1 м) получен безводный приток нефти дебитом 0,46 м^3/сут на 2 мм штуцере, в 2022 году при совместном опробовании интервалов перфорации 782,0-783,0 м (-755,1-756,1 м), 785,8-786,5 м (-758,9-759,6 м), 790,0-792,2 м (-763,1-765,3 м), 794,2-797,5 м (-767,3-770,6 м), 798,6-801,0 м (-771,7-774,1 м), 805,3-806,5 м (-778,4-779,6 м) получены притоки нефти и воды, где дебит нефти составил 3,14 м^3/сут, дебит воды – 0,01 м^3/сут, всего из скважины за время испытания извлечено 44,1 м^3 жидкости, из них 43,97 м^3 нефти и 0,13 м^3 воды.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора находится на глубине минус 755,2 м (скв.17), максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 834,5 м, что соответствует середине расстояния между подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине 17 (минус 782,6 м) и кровли водонасыщенного коллектора в скважине BS-13 (минус 886,3 м), высота залежи 79,3 м. Площадь залежи - 96 тыс.м^2.

1.2.5.4. Характеристика толщин коллекторских свойствпродуктивных горизонтов и их неоднородности

Для оценки подсчетных параметров - hэфф, Кп, Кн продуктивных горизонтов были обработаны и проинтерпретированы материалы ГИС по 27-ми скважинам (FX-1, 2, 2P, 3, 4, 5HH, 6, 7, 12, 13, 17, 24, 25, 26, 27, BS-1, BS-3, BS-4, BS-5, BS-6, BS-7, BS-8, BS-9, BS-10, BS-11, BS-13, СГ-2), по скважинам Г-1 и Г-3 отсутствуют LAS-файлы.

Продуктивные горизонты, приуроченные к терригенному комплексу пород мелового, среднеюрского и триасового возраста, представлены песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, доломитами и глинами часто переслаиванием друг с другом.

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

Отбором керна освещены нижнемеловые, среднеюрские и триасовые горизонты: Ne-1, Ne-2, Ne-3, Ю-I (пачки А и Б), Т-I+II, Т-II.

Общая проходка с отбором керна по месторождению составила 261,7м, вынос керна – 219,9 м или 84% от проходки.

Горизонт №-1

Блок II. Общая толщина горизонта составляет 7,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 5,0 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,714 д.ед., коэффициент расчлененности – 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,77 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства и гидродинамические исследования не изучены.

Блок III. Общая толщина горизонта составляет 7,3 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 1,7 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,233 д.ед., коэффициент расчлененности – 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,30 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,69 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства и гидродинамические исследования не изучены.

Блок IV. Общая толщина горизонта изменяется от 6,0 м до 8,6 м, в среднем составляя 7,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 1,8 м до 2,4 м, в среднем составляя 2,1 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,320 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,82 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,13 д.ед., проницаемость – 2,6 мкм^2. Гидродинамические исследования не проводились.

Горизонт №-2

Блок I. Общая толщина составляет 17,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора –16,5 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,965 д.ед., коэффициент расчлененности – 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,73 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,31 д.ед., проницаемость – 1405,8 мкм^2. Гидродинамические исследования не проводились.

Блок II. Общая толщина горизонта составляет 19,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 17,7 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,922 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,72 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,37 мкм^2.

Блок III. Общая толщина горизонта составляет 17,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 13,4 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,779 д.ед., коэффициент расчлененности - 1.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,71 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,30 д.ед., проницаемость – 678,0 мкм^2.

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,089 мкм^2.

Блок IV.Общая толщина горизонта изменяется от 13,0 м до 18,5 м, в среднем составляя 16,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 6,0 м до 8,8 м, в среднем составляя 7,4 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,99 д.ед., коэффициент расчлененности в среднем – 3,3.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,67 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок V.Общая толщина горизонта составляет 17,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 4,8 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,797 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,65 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт №-3

Блок I. Общая толщина горизонта составляет 20,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 14,6 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,835 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,84 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,30 д.ед., проницаемость – 4432,1 мкм^2.

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 7,12 мкм^2.

Блок II. Общая толщина горизонта составляет 19,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора –

3,6 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,721 д.ед., коэффициент расчлененности – 8,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,81 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок IV.Общая толщина горизонта изменяется от 11,0 м до 21,0 м, в среднем составляя 17,2 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 4,7 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,413 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,84 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,31 д.ед., проницаемость – 505,9 мкм^2. Гидродинамические исследования не изучены.

Горизонт J_2

Блок VII. Общая толщина горизонта составляет 11,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 8,8 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,800 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,66 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Горизонт Ю-I.Пачка А

Блок I.Общая толщина горизонта изменяется от 13,5 м до 19,8 м, в среднем составляя 16,7 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 3,8 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,639 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,5.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,58 д.ед.

Гидродинамические исследования и фильтрационно-емкостные свойства не изучены.

Блок V. Общая толщина горизонта изменяется от 17,0 м до 26,1 м, в среднем составляя 20,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 9,1 м до 17,5 м, в среднем составляя 13,8 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,703 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,5.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,34 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,90 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,30 д.ед., проницаемость – 850,3 мкм^2.

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,192 мкм^2.

Блок VII. Общая толщина горизонта изменяется от 16,2 м до 25,0 м, в среднем составляя 18,7 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 7,9 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,797 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,7.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,32 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,79 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,043 мкм^2.

Горизонт Ю-I.Пачка Б

Блок IV.Общая толщина горизонта изменяется от 14,3 м до 15,7 м, в среднем составляя 15,0 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 8,0 м до 13,1 м, в среднем составляя 10,5 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,735 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,31 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,85 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,26 д.ед., проницаемость – 156,0 мкм^2.

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,857 мкм^2.

Блок V. Общая толщина горизонта изменяется от 14,5 м до 19,6 м, в среднем составляя 17,9 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 13,0 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,472 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,29 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,68 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,36 д.ед., проницаемость – 953,9 мкм^2.

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 2,32 мкм^2.

Юго-западное крыло

Горизонт Т-II

Блок II.Общая толщина горизонта изменяется от 12,0 м до 18,7 м, в среднем составляя 14,9 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – от 4,5 м до 12,5 м, в среднем составляя 8,5 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,631 д.ед., коэффициент расчлененности – 1,7.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,78 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,026 мкм^2.

Южное крыло

Горизонт Т-I+II

Блок I.Общая толщина горизонта составляет 54,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 34,8 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,639 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,29 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,89 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,006 мкм^2.

Блок II. Общая толщина горизонта изменяется от 39,9 м до 56,0 м, в среднем составляя 45,5 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 35,0 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,416 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,3.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,28 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,79 д.ед.

По лабораторным исследованиям керна коэффициент пористости в среднем составляет 0,15 д.ед., проницаемость – 6,3 мкм^2.

По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,007 мкм^2.

Блок III. Общая толщина горизонта изменяется от 27,4 м до 36,8 м, в среднем составляя 32,1 м, нефтенасыщенная толщина коллектора – 18,6 м. Коэффициент песчанистости в среднем составляет 0,401 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,0.

По данным ГИС коэффициент пористости составляет 0,26 д.ед., коэффициент нефтенасыщенности – 0,76 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства не изучены. По результатам гидродинамических исследований проницаемость составляет 0,002 мкм^2.

1.2.5. Характеристика почвенного покрова

Здесь широко распространены солончаки (типичные, соровые). Все почвы характеризуются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малого количества осадков, высоких летних температур, определивших преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при незначительном участии злаков и разнотравья. Другой характерной особенностью почв является карбонатность и засоленность профиля.

В почвенно-геоботаническом отношении площадь намечаемой деятельности относится к полупустынной и пустынной зоне.

В орографическом отношении ландшафт района представляет собой плоскую, аллювиальную низменную равнину с отдельными сопками. Гипсометрические отметки колеблются в сравнительно небольшом диапазоне (5-60м).

Слабонаклонная и дневная поверхность района месторождения сформирована солонцеватыми, солонцевато-солончаковыми и солончаковыми бурыми почвами. Образование этих почв связано с дополнительным поверхностным увлажнением за счёт аккумуляции талых и дождевых вод.

В почвенно-геоботаническом отношении данная площадь относится к пустынной зоне. Систематический список почв района работ:

Светлокаштановые: светлокаштановые нормальные, светлокаштановые солонцеватые;

Лугово-каштановые: лугово-каштановые обыкновенные, луговокаштановые солонцеватые;

Бурые пустынные: бурые пустынные нормальные, бурые пустынные солонцеватые, бурые пустынные эродированные, бурые пустынные малоразвитые;

Серобурые пустынные: серобурые пустынные нормальные, серобурые пустынные солонцеватые, серобурые пустынные эродированные, серобурые пустынные малоразвитые;

Лугово-бурые пустынные: лугово-бурые обыкновенные, лугово-бурые солонцеватые, лугово-бурые солончаковатые;

Такыры Солончаки: солончаки остаточные, солончаки соровые, солончаки луговые, солончаки приморские;

Солонцы: солонцы пустынно-степные, солонцы лугово-степные, солонцы пустынные, солонцы лугово-пустынные, солонцы луговые;

- аллювиальнолуговые обыкновенные, аллювиально-луговые солончаковатые, аллювиальнолуговые солончаковые.

Современное состояние почвенного покрова

В рамках мониторинга почвенного покрова пробы отбирались на территории промплощадки и на границе СЗЗ.

На каждой пробной площадке были отобраны точечные пробы (методом конверта) с глубины 0-20см. Объединенная проба составлялась смешиванием точечных проб. Масса каждой объединенной пробы почвы составила 1к г. Образцы почвы были помещены в матерчатые мешки. На каждую пробу был заполнен этикетка почвенного образца.

Сведения по мониторингу воздействия на почвенный покров

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентраций (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушения и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
Территория площадки	Нефтепродукты	-	8,78	-	-
	Медь (Cu)	3,0	<0,5	-	-
	Свинец (Pb)	32,0	<2,5	-	-
	Цинк (Zn)	23,0	<5,0	-	-

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

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

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

Все определяемые тяжелые металлы находились в пределах нормы.

1.2.6. Особо охраняемые природные территории

Особо охраняемая природная территория (ООПТ) – участки земель, водных объектов ивоздушного пространства над ними с природными комплексами и объектамигосударственного природно-заповедного фонда, для которых установлен режим особойохраны.

Непосредственно на территории месторождения особо охраняемые природныетерритории отсутствуют.

На территории Атырауской области имеется несколько ООПТ:

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

В состав заповедной зоны входят:

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

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

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

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

Густые тростниковые заросли создают благоприятные условия для гнездования водоплавающих птиц.

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

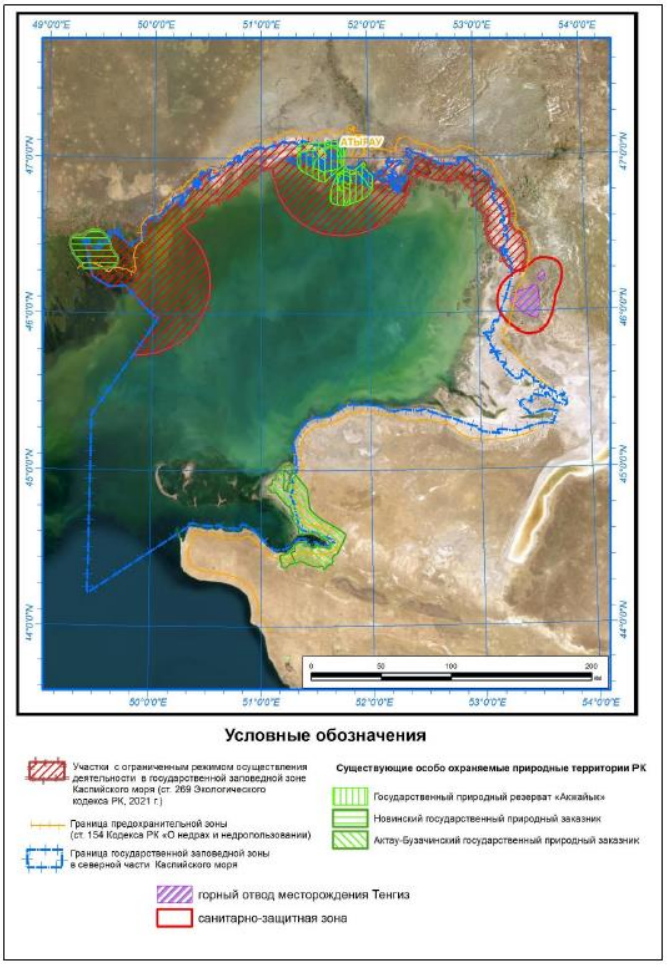


Рисунок 9. Карта расположения ООПТ

Новинский государственный заказник (46о15' с.ш.; 49о45' в. д.), площадью 45,0 тыс. га,основан в 1967 году на одноименных островах и водной акватории для охраны водно-болотных угодий восточной части дельты Волги на границе Казахстана и России. Взаказнике охраняются редкие виды растений: водяной орех, лотос орехоносный, дремаастраханская, кувшинка белая, а также представители животного мира: выхухоль, речнойбобр, длинноиглый еж, 27 видов птиц (розовый и кудрявый пеликаны, фламинго, лебедь-кликун, малая белая цапля, желтая цапля, колпица, белоглазая чернеть и др.). В настоящеевремя территория заказника практически полностью под водой в связи с повышениемуровня моря.

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

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

Резерват охватывает дельту р. Жайык и прилегающие водно-болотные угодья переходнойзоны море-суша. Растительность представлена густыми высокими (3-6 м) зарослямитростника (*Phragmitesaustralis*), рогоза (*Typhaangustifolia, T.laxa, T.minima*) в воде итростниково-клубнекамышевыми сообществами (*Phragmitesaustralis, Bolboschoenusmaritimus*) на суше. В подводном ярусе преобладают макрофиты из родов (*Potamogeton,Ceratophyllum, Miriophyllum, Najas, Ruppia*и др.). В лагунах междуречья Волга-Жайыквстречаются виды, занесенные в Красную Книгу: кувшинка белая (*Nymphaealba*), лотосорехоносный(*Nelumbonuciferum*), альдрованда пузырчатая (*Aldrovandavesiculosa*) иводяной орех (*Trapanatans*). Последние два вида отмечены также в дельте Жайыка.

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

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

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

Территория разработки месторождения Тенгиз расположена недалеко (1,2 км) от границыс Мангистауской областью РК. Самой близко расположенной ООПТ Мангистаускойобласти к проектному участку является Актау-Бузачинский заказник (см. рис. 2.10.3), в186 км от границ месторождения Тенгиз:

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

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

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

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

В пределах контрактной территории месторождения Биикжал, а также близ его расположения отсутствуют памятники, состоящие на учете в органах охраны памятников Комитета культуры РК, имеющих архитектурно-художественную, историко-культурную и археологическую ценность.

В пределах контрактной территории месторождения Биикжал, а также близ его расположения, нет земель оздоровительного, рекреационного назначения, а также объектов, имеющих статус «Особо охраняемые природные территории».

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

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

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

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

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

Согласно СП "Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" (20 февраля 2023 года № 26)

вблизи поверхностных водных источников устанавливаются водоохранные зоны. Минимальная ширина водоохраннной зоны для малых рек (длиной менее 200 км) и озер устанавливается в размере 500 м. В пределах водоохранной зоны не должны базироваться какие-либо временные или тем более постоянные стоянки передвижных лагерей и автотранспорта. Данные природоохранные меры направлены на сохранность естественного состояния водотока.

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

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

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

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

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

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

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

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

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

1.3.2. Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затрате технических 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

Нефтяное месторождение Биикжал расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины Республики Казахстан.

Недропользователем является ТОО «KhamAdpartners», имеющее Контракт №4934-УВС от 18.06.2021г. на разведку и добычу углеводородов сроком до 18.06.2027 г.

Участок недр предоставлен Товариществу для осуществления операций по недропользованию по итогам аукциона, решением комиссии по проведению конкурса на получение права недропользования Министерства Энергетики РК (протокол №203087 от 23.04.2021 г).

Границы месторождения Биикжал определены геологическим отводом. Площадь отвода составляет 12,49 км^2, глубина - до кровли кристаллического фундамента (от 17.05.2021 г. рег.№424-УВ).

Впервые структура Биикжал выявлена по результатам гравиметрических работ в 1933 году.

В 1945 году в районе структуры Биикжал начаты сейсмические исследования, в 1947 году проведена сейсморазведка МОВ.

В 1961 году проведены дополнительно сейсмические работы с целью уточнения структурных условий в районе бурения сверхглубокой скважины.

В 1966-1977 года в пределах структуры Биикжал пробурены 3 скважины: сверхглубокая скважина СГ-2 и поисковые скважины Г-1, Г-3 с целью поисков залежей нефти и газа в подсолевом комплексе. Скважины по данным ГИС оказались не продуктивными.

В 1971-1992 года велось широкое внедрение сейсмических исследований методом ОГТ, которые были направлены в основном на изучение геологического строения и выявление локальных объектов в подсолевом палеозойском комплексе.

В 2000-2003 года компанией «ФИОК» проведены сейсморазведочные работы 2Д, по результатам которых заложены и пробурены структурные и разведочные скважины.

С 2002 года на площади ведется разведочное бурение на основании «Проекта разведки месторожденияБиикжал», согласованного с Западно-Казахстанским Территориальным Управлением геологии и недропользования и утвержденного генеральным директором ТОО «Адай Петролеум Компани» Абугалиевым С.К.

С февраля 2002 года по сентябрь 2004 года пробурены 12 скважин, из них 7 разведочных скважин(FX-1, 2, 2Р, 3, 4, 6, 5НН) и 5 структурных скважин (BS-1, BS-3, BS-4, BS-6, BS-7), где при опробовании скважин FX-1, 4, 5НН, 2Р, BS-4 получены притоки нефти дебитами от 38 м^3/сут (скв.2Р) до 160 м^3/сут на 9,5 мм штуцере (скв.4).

Месторождение открыто в апреле 2002 года, когда в разведочной скважине FX-1 из триасовых отложений получен приток нефти дебитом до 86,5м^3/сут.

В 2004 году ТОО «Казахским научно-исследовательским геологоразведочным институтом» (ТОО «КазНИГРИ») «Оперативный подсчет запасов УВ юрских и триасовых отложений северо-западного и южного крыльев месторождения Биикжал по состоянию изученности на 01.07.2004г» (протокол ГКЗ РК №336-04-П от 29.09.2004 г). Согласно протокола запасы УВ составляли: нефти по категории C_1 геологические/извлекаемые – 509,4/168,1 тыс.т; по категории C_2 геологические/извлекаемые - 314/101 тыс.т; растворенного газа по категории C_1 геологические/извлекаемые – 16,7/6,2 млн.м^3, по категории C_2 геологические/ извлекаемые – 9,7/3,0 млн.м^3.

В 2004 году ТОО «Адай Петролеум Компани» выполнен «Проект разведки месторождения Биикжал».

С сентября 2004 года по июнь 2005 года пробурены 6 скважин, из них 3 разведочных скважин (7, 12, 17) и 5 структурных скважин (BS-5, BS-9, BS-13), где при опробовании скважин 12 и 17 получены притоки нефти дебитами 35 м^3/сут и 0,46 м^3/сут соответственно.

В 2005 году ТОО «КаспианЭнерджиРесерч» по результатам бурения 21 скважины выполнен отчет «Оперативный подсчет запасов УВ юго-западного, прирост запасов УВ северо-западного и южного крыльев месторождения Биикжал по состоянию изученности на 01.06.2005г» (протокол ГКЗ РК №436-05-П от 10.08.2005г). Принятые запасы УВ в целом по месторождению составляли: нефти по категории C_1 геологические/извлекаемые - 920,8/287,5 тыс.т., по категории C_2 геологические/извлекаемые - 727,2/221,8 тыс.т.; растворенного газа по категории C_1 геологические/ извлекаемые - 24,6/8,47 млн.м^3, по категории C_2 геологические/ извлекаемые - 16,2/ 5,3 млн.м^3.

Государственной Комиссией по запасам РК недропользователю рекомендовано: продолжить бурение скважин в соответствии с проектом разведки с целью окончательной геометризации залежей месторождения и обоснования подсчетных параметров; по результатам работ подготовить подсчет запасов и представить на рассмотрение ГКЗ РК в установленном порядке.

В 2005 году ТОО «КаспианЭнерджиРесерч» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Биикжал» (протокол ЦКР РК №33 от 09.06.2005г).

В 2005-2006 года в пределах месторождения пробурены 6 скважин, из них 4 разведочных скважин (13, 24, 25, BS-10) и 2 структурные скважины (BS-8, BS-11), где при опробовании скважин 13, 24, 25, BS-10 получены притоки нефти дебитами 77,5 м^3/сут на 7 мм штуцере; 33 м^3/сут на 5 мм штуцере; 16 м^3/сут на 4,76 мм штуцере; 24 м^3/сут на 5 мм штуцере соответственно.

В 2006 году ТОО «КаспианЭнерджиРесерч» по результатам бурения 27 скважин выполнен отчет «Оперативный подсчет запасов УВ северо-западного крыла месторождения Биикжал по состоянию изученности на 01.07.2006 г» (протокол ГКЗ РК № 531-06-П от 27.09.2006г). Согласно протокола запасы УВ составили: нефти по категории C_1 геологические/извлекаемые - 1766 /682 тыс.т; по категории C_2 геологические/извлекаемые - 1065/342 тыс.т; растворенного газа по категории C_1 геологические/извлекаемые - 57/26 млн.м^3, по категории C_2 геологические/ извлекаемые - 21/7 млн.м^3. При рассмотрении материалов отчета ГКЗ РК недропользователю рекомендовано: продолжить бурение скважин в соответствии с проектом разведки с целью геометризации залежей месторождения в пределах блоков I и II и обоснования подсчетных параметров; изучить блок III; по результатам работ подготовить подсчет запасов и представить на рассмотрение ГКЗ РК.

В 2006 году ТОО «КаспианЭнерджиРесерч» выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта пробной эксплуатации месторождений Биикжал» по состоянию на 01.10.2006г» (протокол ЦКРРК №42 от 13.04.2007г).

В 2008-2022 года месторождение Биикжал находилось в консервации.

В 2022 году ТОО «КаспианЭнерджиРесерч» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Биикжал» (протокол ЦКР РК №27/2 от 19.05.2022г) и получено к нему экологическое разрешение (№KZ06VCZ01902065 от 15.09.22г).

Период пробной эксплуатации залежей неокомского и юрского горизонтов северо-западного крыла и триасового горизонта южного и юго-западного крыльев предусматривается 3 года (с 01.01.2022г. по 31.12.2024г). В первый год пробной эксплуатации будут введены из консервации 5 скважин (4, 24, 25, BS-10, BS-9), из них под закачку переведут 1 скважину (BS-9) на II объект. На второй год пробной эксплуатации, запланирован ввод из консервации четырех скважин (7, 17, 2Р, FX-1) на триасовый горизонт южного и юго-западного крыльев, также бурение 2 опережающих добывающих скважин (26, 27), задачи которых провести доразведку меловых и юрских горизонтов, в рамках мероприятии по доразведке на северо-западном крыле.

В 2023 году пробурены скважины 26 и 27, где при опробовании скважин из неокомских отложений (горизонт Ne-2) были получены притоки нефти дебитами 4,78 м^3/сут (скв.26) и 21,57 м^3/сут (скв.27).

Пробуренный фонд на месторождении Биикжал по состоянию на 02.01.2024 г. составляет 29 скважин (СГ-2, Г-1, Г-3, FX-1, 2, 2Р, 3, 4, 6, 7, 12, 13, 17, 24, 25, BS-1, BS-3, BS-4, BS-5, BS-6, BS-7, BS-8, BS-9, BS-10, BS-11, BS-13, 5НН, 26, 27).

После оперативных подсчетов запасов нефти за 2005 - 2006 года на месторождении проведен нижеследующий комплекс работ:

- компанией ТОО «ProfessionalGeoSolutionsKazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан») в 2022 году выполнена переобработка и переинтерпретация сейсмических данных 3Д. По результатам этих работ было уточнено геологическое строение триасовых, юрских и меловых отложений и построены структурные карты по 15 отражающим горизонтам: K_1a (кровля аптского яруса), K_1br (кровля барремского яруса), Ne-1 (кровля продуктивного горизонта Ne-1), K_1g (кровля готеривского яруса), Ne-2 (кровля продуктивного горизонта Ne-2), Ne-3 (кровля продуктивного горизонта Ne-3), J_2 (кровля средней юры), Ne-4 (кровля продуктивного горизонта J_2), U-IA (кровля продуктивного горизонта Ю-I-А), U-IB (кровля продуктивного горизонта Ю-I-Б), J_1 (кровля нижней юры), V (подошва юрских отложений), T-I+II (кровля продуктивного горизонта T-I+II на южном крыле), T-II (кровля продуктивного горизонта T-II на юго-западном крыле), VI (кровля кунгура - P_1k) в масштабах 1:5000 и 1:10000, послужившие основой при проведении структурных построений в настоящем отчете (протокол Запказнедра №79/2022 от 26.12.2022г);

- пробурены 2 скважины (26, 27), где при опробовании в скважине 26 получен приток нефти дебитом 4,78 м^3/сут, в скважине 27 - приток нефти дебитом 21,57 м^3/сут;

- дополнительное опробование проведено по 10 объектам в 10 скважинах (4, 2Р, 7, 17, 24, 25, 26, 27, FX-1, BS-10), где получены притоки безводной нефти дебитами от 3,14 м^3/сут (скв.17) до 22,8 м^3/сут (скв.24);

- в поверхностных условиях состав и свойства нефти изучены по 10 пробам из 9 скважин, из них на северо-западном крыле по 7 пробам из 6 скважин и на южном крыле по 3 пробам из 3 скважин;

- в пластовых условиях состав и свойства нефти изучены по 3 пробам из 3 скважин и по одной рекомбинированной пробе, из них на северо-западном крыле по 3 пробам из 3 скважин и южном крыле по одной пробе;

- химический состав и физические свойства пластовых вод изучены по 8 пробам из 7 скважин;

- керн отобран и исследован из скважин 26, 27, где проходка с отбором керна составляет 70,78 м, вынос керна – 70,78 м или 100%, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) определены по 99 образцам пород, из них представительными являются 44 образца, вне горизонта 24 образца;

- проведено 17 гидродинамических исследований в 11 скважинах;

- проведен ГИС-контроль в 8 скважинах (FX-1, 2Р, 4, 7, 17, 24, 25, BS-10).

Проектный документ разработан по состоянию изученности месторождения на 01.07.2024 г. и охватывает продуктивные горизонты нижнемеловых, среднеюрских и среднетриасовых отложений месторождения Биикжал.

Основанием для разработки настоящего проектного документа на промышленную добычу является разработанный в 2024 г. ТОО «KER» отчета «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения биикжал в Атырауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2024 г.)», который был утвержден ГКЗ Республики Казахстан (протокол № 2684-24-У от «22» июля 2024 г.).

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе ТОО «KhamAdpartners» за

сотрудничество при выполнении настоящей работы.

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

В рамках настоящей работы рассмотрены три варианта последующей разработки эксплуатационных объектов месторождения Биикжал, которые отличаются между собой режимами эксплуатации залежей, количеством скважин для бурения и системами их размещения, проектным профилем скважин и т.д.

Согласно рекомендациям п.п. 135, 136 и 138 «Единые правила…» (2), в качестве базового варианта должна быть предусмотрена разработка выделенного эксплуатационного объекта на режиме истощения пластовой энергии. Второй вариант должен предусматривать разработку эксплуатационного объекта с применением системы поддержания пластового давления, путем закачки агента (воды, газа, различных растворов и т.д.). Третий вариант должен быть направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи, предусматривающий реализацию новых технологий по воздействию на ПЗС и методам увеличения нефтеотдачи пластов.

Во всех рассмотренных ниже вариантах разработки месторождения предусматривается придерживаться установленного режима работы скважин. Так, забойное давление в добывающих скважинах рекомендуется поддерживать на уровне либо выше давления насыщения нефти газом. Забойное давление в нагнетательных скважинах, в вариантах разработки 2 и 3, рекомендуется поддерживать как можно выше, но не более давления гидравлического разрыва пласта (Рз = 0,90-0,95*$Р_{гпр}$).

Коэффициенты эксплуатации как добывающих, так и нагнетательных скважин принимаются на уровне 0,95 д.ед., исходя из необходимости проведения исследовательских работ.

Проектные начальные дебиты скважин по нефти обоснованы исходя из результатов испытаний и опробовании скважин.

Ниже приведено описание основных положений, рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки.

Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте разработки выделенные эксплуатационные объекты (кроме III объекта) планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

Ожидается проявление упруговодонапорного режима работы залежей.

Объекты планируются к эксплуатации существующим фондом, без бурения дополнительных скважин.

Для ввода в эксплуатацию горизонта J2 (объект II) планируется расконсервация скважины 12 в 2028 году.

На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4.

Вариант 2 (альтернативный). В рассматриваемом варианте разработки планируется бурение дополнительных добывающих скважин (вертикальных)

I объект –бурение двух добывающих скважин, по одной в год, начиная с 2025 года, по одной скважине в год, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

II объект –аналогичен первому варианту, разработка запланирована с 2028 года, расконсервацией скважины 12, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

III объект- На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4.

IV объект запланировано бурение 2 добывающих вертикальных скважин, в 2026-2027 годах, по одной скважине в год, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

V объект-запланировано бурение добывающей вертикальной скважины в 2027 году, объект планируется разрабатывать на естественном режиме.

Вариант 3 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте разработки выделенные эксплуатационные объекты (III и IV) планируется эксплуатировать с поддержанием пластовой энергии, путем закачки воды в продуктивные пласты.

Режим работы залежей – искусственный водонапорный режим (III и IV).

I объект – бурение четырех добывающих скважин, одна добывающая скважина 30 в 2026 году

(вертикальная), две добывающие скважины 28 и 31 (вертикальные) в 2027 году, и одна скважина 29 (вертикальная) в 2028 году.

II объект –аналогичен первому варианту, разработка запланирована с 2028 года, расконсервацией скважины 12, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

III объект- На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4, в 2024 году. Также запланировано бурение одной добывающей скважины 32 (вертикальной) в 2030 году;

IV объект-запланировано бурение 1 горизонтальной скважины 33 (2028 год). В следующем 2029 году запланировано бурение 1 добывающей вертикальной скважины 34, а также бурение одной нагнетательной скважины 37. Далее, в 2030 году запланировано бурение одной нагнетательной скважины 38. В 2031 году также запланировано бурение вертикальной добывающей скважины 35. Объект запланирован к эксплуатации с ППД;

V объект-запланировано бурение добывающей горизонтальной скважины 36 в 2029 году, также дополнительно будет пробурена одна добывающая вертикальная скважины 39 в 2031 году. Объект планируется разрабатывать на естественном режиме.

Таким образом, по рекомендуемому варианту запланировано бурение 10 добывающих скважин и 2 нагнетательных.

1.5.1. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

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 пласты.

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

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

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:

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

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:

$$q_0 = \tau * \eta_{ср} * n * (P_{сн} - P_{сэ}) * \varphi * \xi_1 * \xi_2$$

где:

τ – время работы скважин;

$\eta_{ср}$ – средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных);

n – общее число скважин (добывающих и нагнетательных);

$P_{сн}$ – забойное давление на нагнетательных скважинах;

$P_{сэ}$ – 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:

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

где:

$Q_{F_и}^t$ – 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:

$$Q_{Fи} = Q_и * \frac{F}{K_з}$$

где:

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

$$F = K_{зн} + (K_{зк} - K_{зн}) * \ln \frac{1}{1 - A}$$

1.5.4. Технологические показатели вариантов разработки

Ниже представлено описание основных проектных решений и технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Биикжал.

Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку выделенных эксплуатационных объектов вести на естественном, упруговодонапорном режиме по I, II, IV и V. Объект III будет продолжаться разработкой с системой ППД. Бурение скважин не предусматривается. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 8 лет (2024-2031 гг.);
- проектный уровень добычи нефти достигается в 2024 г. и составляет 15,1тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 20,6тыс.т и достигается в 2025 г.

Вариант 2 (альтернативный). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку эксплуатационных объектоввести на естественном, упруговодонапорном режиме по I, II, IV и V. Объект III будет продолжаться разработкой с системой ППД. Бурение скважин не предусматривается. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 10лет (2024-2033гг.);
- проектный уровень добычи нефти достигается в 2024 г. и составляет 15,1 тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 36,6тыс.т и достигается в 2028 г.
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 5 ед.;

Вариант 3 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленного эксплуатационного объекта вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 52 года (2024-2076 гг.);
- проектный стабильный уровень добычи нефти достигается в 2032 гг. и составляет 34,5 тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 72,5 тыс.т и достигается также в 2032 г.
- максимальная закачка воды составляет 25,3тыс.м^3 и достигается в 2033 г.;
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 10 ед., из них: 2 ед. с горизонтальными

стволами и 88 ед. – вертикальными;

- ввод проектных нагнетательных скважин из бурения – 2 ед.;

В таблицах ниже представлены основные проектные технологические показатели разработки по эксплуатационным объектам месторождения Биикжал по **рекомендуемому варианту разработки 3**.

Таблица 1.5.4-1. Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м^3/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	1	1	0	0	10	10	1	4,3	6,6	143,8	14,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	10	10	1	4,4	6,7	145,2	30,7
2026	1	1	0	0	0	0	0	11	11	1	3,9	7,0	119,8	30,7
2027	2	2	0	0	0	0	0	13	13	1	3,9	8,2	111,5	31,3
2028	2	2	0	0	0	0	0	16	16	1	4,3	9,4	112,2	31,6
2029	3	2	1	0	0	0	0	18	18	2	4,7	10,7	116,3	24,5
2030	2	1	1	0	0	0	0	19	19	3	5,0	10,4	123,0	19,0
2031	2	2	0	0	0	0	0	21	21	3	4,6	10,0	108,2	21,4
2032	0	0	0	0	0	0	0	21	21	3	4,7	10,0	107,9	24,2
2033	0	0	0	0	0	0	0	21	21	3	4,4	9,9	96,0	24,4
2034	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,7	10,2	92,2	20,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,5	10,1	89,4	20,3
2036	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,4	10,1	86,2	20,4
2037	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,3	10,0	83,9	20,6
2038	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,1	9,9	80,5	20,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	4,0	9,9	77,6	20,9
2040	0	0	0	0	0	0	0	17	17	2	3,8	9,9	74,4	21,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,9	9,9	75,9	21,2
2042	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,8	9,8	74,2	21,3
2043	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,7	9,8	72,1	21,5
2044	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,6	9,7	69,8	21,6
2045	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,5	9,7	67,4	21,8
2046	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,3	9,6	64,3	21,9
2047	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,2	9,6	62,4	22,1
2048	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,1	9,5	59,7	22,2
2049	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	3,0	9,4	57,2	22,4
2050	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2,9	9,4	54,6	22,6
2051	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2,7	9,3	51,8	22,7

2052	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2,5	9,3	47,6	22,9
2053	0	0	0	0	0	0	0	16	16	2	2,4	9,2	44,6	23,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	4,1	16,3	76,0	23,2
2055	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	3,9	16,2	72,8	23,3
2056	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	3,7	16,0	68,8	23,5
2057	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	3,5	15,9	64,3	23,6
2058	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	3,3	15,8	61,7	23,8
2059	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	3,1	15,7	55,9	23,9
2060	0	0	0	0	0	0	0	9	9	2	2,7	5,0	47,5	24,1
2061	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	6,3	67,5	24,2
2062	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	6,2	66,8	24,4
2063	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,7	6,2	66,3	24,5
2064	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,7	6,2	65,7	24,7
2065	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,6	6,2	63,4	24,9
2066	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,5	6,2	61,6	25,0
2067	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,4	6,2	59,9	25,2
2068	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,3	6,2	59,1	25,3
2069	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,2	6,2	56,9	25,5
2070	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,1	6,1	54,4	25,6
2071	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,9	6,1	51,5	25,8
2072	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,7	6,1	47,9	25,9
2073	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,5	6,1	44,6	26,1
2074	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,3	6,1	41,1	26,2
2075	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,1	6,1	38,3	26,4
2076	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	1,5	6,1	26,3	26,6

Таблица 1.5.4-2. Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	млн.м3	млн.м4		тыс.м3	тыс.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	15,0	1,5	1,8	172,0	17,3	0,067	22,9	22,9	194,1	194,1	34,6	0,499	5,25	18,1	4,9	13,3
2025	15,1	1,5	1,8	187,1	18,8	0,072	23,2	23,2	217,3	217,3	35,0	0,504	5,76	39,2	10,6	23,9
2026	16,8	1,7	2,1	203,9	20,5	0,079	30,5	30,5	247,8	247,8	44,8	0,520	6,28	29,9	10,7	34,6
2027	19,6	2,0	2,5	223,5	22,4	0,087	40,1	40,1	287,9	287,9	51,1	0,564	6,84	23,1	10,8	45,4

2028	25,1	2,5	3,3	248,7	25,0	0,096	52,4	52,4	340,3	340,3	52,0	0,663	7,51	17,9	11,0	56,4
2029	29,4	3,0	3,9	278,1	27,9	0,108	63,3	63,3	403,6	403,6	53,5	0,726	8,23	22,9	17,0	73,3
2030	33,0	3,3	4,6	311,1	31,2	0,120	66,8	66,8	470,4	470,4	50,6	0,810	9,04	25,3	19,7	93,1
2031	33,4	3,4	4,9	344,5	34,6	0,133	69,4	69,4	539,8	539,8	51,9	0,788	9,83	27,4	22,2	115,3
2032	34,5	3,5	5,3	379,0	38,1	0,147	72,5	72,5	612,3	612,3	52,4	0,786	10,61	29,6	25,1	140,5
2033	31,9	3,2	5,2	410,9	41,3	0,159	72,0	72,0	684,2	684,2	55,7	0,699	11,31	30,1	25,3	165,8
2034	27,5	2,8	4,7	438,4	44,0	0,170	59,9	59,9	744,2	744,2	54,1	0,543	11,86	19,9	14,0	179,8
2035	26,8	2,7	4,8	465,1	46,7	0,180	59,6	59,6	803,8	803,8	55,1	0,527	12,38	20,2	14,1	193,8
2036	25,9	2,6	4,9	491,0	49,3	0,190	59,4	59,4	863,2	863,2	56,4	0,508	12,89	20,4	14,2	208,0
2037	25,3	2,5	5,0	516,3	51,8	0,200	59,0	59,0	922,2	922,2	57,2	0,495	13,39	20,7	14,3	222,3
2038	24,3	2,4	5,1	540,6	54,3	0,209	58,6	58,6	980,8	980,8	58,6	0,474	13,86	21,0	14,4	236,7
2039	23,4	2,4	5,1	564,0	56,6	0,218	58,5	58,5	1039,4	1039,4	60,0	0,458	14,32	21,1	14,5	251,1
2040	22,5	2,3	5,2	586,5	58,9	0,227	58,3	58,3	1097,7	1097,7	61,3	0,438	14,76	21,4	14,6	265,7
2041	21,8	2,2	5,3	608,3	61,1	0,236	54,9	54,9	1152,6	1152,6	60,4	0,421	15,18	22,9	14,7	280,4
2042	21,3	2,1	5,5	629,6	63,2	0,244	54,6	54,6	1207,2	1207,2	61,0	0,412	15,59	23,2	14,8	295,2
2043	20,7	2,1	5,7	650,3	65,3	0,252	54,3	54,3	1261,5	1261,5	61,8	0,400	15,99	23,5	14,9	310,1
2044	20,1	2,0	5,8	670,4	67,3	0,260	54,0	54,0	1315,5	1315,5	62,8	0,387	16,38	23,8	15,0	325,1
2045	19,4	1,9	6,0	689,8	69,3	0,267	53,6	53,6	1369,1	1369,1	63,8	0,374	16,75	24,1	15,1	340,2
2046	18,5	1,9	6,1	708,3	71,1	0,274	53,3	53,3	1422,4	1422,4	65,3	0,357	17,11	24,4	15,2	355,4
2047	18,0	1,8	6,3	726,3	72,9	0,281	53,0	53,0	1475,4	1475,4	66,0	0,346	17,46	24,7	15,3	370,8
2048	17,3	1,7	6,4	743,6	74,7	0,288	52,7	52,7	1528,1	1528,1	67,2	0,331	17,79	25,0	15,4	386,2
2049	16,6	1,7	6,6	760,2	76,3	0,294	52,3	52,3	1580,4	1580,4	68,3	0,317	18,10	25,4	15,5	401,7
2050	15,9	1,6	6,7	776,1	77,9	0,301	52,0	52,0	1632,4	1632,4	69,5	0,303	18,41	25,7	15,6	417,4
2051	15,1	1,5	6,9	791,2	79,5	0,306	51,7	51,7	1684,1	1684,1	70,8	0,287	18,69	26,0	15,7	433,1
2052	14,0	1,4	6,8	805,2	80,9	0,312	51,4	51,4	1735,5	1735,5	72,8	0,264	18,96	26,4	15,8	449,0
2053	13,2	1,3	6,9	818,3	82,2	0,317	51,1	51,1	1786,6	1786,6	74,2	0,248	19,21	26,7	16,0	464,9
2054	12,6	1,3	7,1	831,0	83,4	0,322	50,7	50,7	1837,3	1837,3	75,1	0,237	19,44	27,1	16,1	481,0
2055	12,2	1,2	7,4	843,1	84,7	0,327	50,4	50,4	1887,7	1887,7	75,9	0,227	19,67	27,4	16,2	497,1
2056	11,5	1,2	7,6	854,7	85,8	0,331	50,1	50,1	1937,8	1937,8	77,0	0,215	19,89	27,8	16,3	513,4
2057	10,8	1,1	7,7	865,5	86,9	0,335	49,8	49,8	1987,5	1987,5	78,2	0,201	20,09	28,1	16,4	529,8
2058	10,5	1,0	8,0	876,0	88,0	0,339	49,4	49,4	2037,0	2037,0	78,9	0,192	20,28	28,5	16,5	546,3
2059	9,6	1,0	8,0	885,5	88,9	0,343	49,1	49,1	2086,1	2086,1	80,5	0,174	20,45	28,9	16,6	562,9
2060	8,3	0,8	7,6	893,9	89,8	0,346	15,6	15,6	2101,7	2101,7	46,4	0,148	20,60	91,6	16,7	579,6
2061	7,9	0,8	7,7	901,8	90,6	0,349	13,0	13,0	2114,7	2114,7	39,4	0,140	20,74	110,3	16,8	596,4
2062	7,8	0,8	8,3	909,6	91,3	0,352	13,0	13,0	2127,7	2127,7	39,9	0,139	20,88	111,2	16,9	613,3
2063	7,8	0,8	9,0	917,3	92,1	0,355	13,0	13,0	2140,7	2140,7	40,2	0,138	21,02	112,2	17,0	630,3
2064	7,7	0,8	9,8	925,0	92,9	0,358	12,9	12,9	2153,6	2153,6	40,6	0,137	21,16	113,1	17,1	647,5
2065	7,4	0,7	10,5	932,4	93,6	0,361	12,9	12,9	2166,5	2166,5	42,6	0,132	21,29	114,1	17,2	664,7
2066	7,2	0,7	11,4	939,6	94,4	0,364	12,9	12,9	2179,4	2179,4	44,1	0,128	21,42	115,0	17,3	682,0
2067	7,0	0,7	12,5	946,6	95,1	0,367	12,9	12,9	2192,3	2192,3	45,5	0,125	21,54	116,0	17,4	699,5
2068	6,9	0,7	14,1	953,5	95,8	0,369	12,8	12,8	2205,1	2205,1	46,2	0,123	21,66	116,9	17,6	717,0
2069	6,7	0,7	15,7	960,2	96,4	0,372	12,8	12,8	2217,9	2217,9	48,1	0,118	21,78	117,9	17,7	734,7

2070	6,4	0,6	17,9	966,6	97,1	0,374	12,8	12,8	2230,7	2230,7	50,2	0,113	21,89	118,9	17,8	752,5
2071	6,0	0,6	20,6	972,6	97,7	0,377	12,8	12,8	2243,4	2243,4	52,8	0,107	22,00	119,8	17,9	770,4
2072	5,6	0,6	24,1	978,2	98,2	0,379	12,7	12,7	2256,1	2256,1	56,0	0,100	22,10	120,8	18,0	788,3
2073	5,2	0,5	29,6	983,4	98,8	0,381	12,7	12,7	2268,8	2268,8	59,0	0,093	22,19	121,8	18,1	806,4
2074	4,8	0,5	38,8	988,2	99,2	0,383	12,7	12,7	2281,5	2281,5	62,0	0,086	22,28	122,8	18,2	824,6
2075	4,5	0,4	58,9	992,7	99,7	0,384	12,6	12,6	2294,2	2294,2	64,6	0,080	22,36	123,8	18,3	842,9
2076	3,1	0,3	98,5	995,7	100,0	0,386	12,6	12,6	2306,8	2306,8	75,7	0,055	22,41	124,8	18,4	861,4

Таблица 1.5.4-3- Характеристика основного фонда скважин по 1 объект. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, $м^3$/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,9	6,6	61,1	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,9	6,7	63,1	0,0
2026	1	1	0	0	0	0	0	4	4	0	3,1	7,8	65,9	0,0
2027	2	2	0	0	0	0	0	6	6	0	3,9	10,1	84,0	0,0
2028	1	1	0	0	0	0	0	7	7	0	4,6	12,2	99,2	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	6,0	16,4	128,7	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,7	16,3	122,1	0,0
2031	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,5	16,2	118,7	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,3	16,1	113,8	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,2	16,0	110,6	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	5,0	15,9	106,6	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,8	15,8	103,5	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,7	15,8	99,8	0,0

2037	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,6	15,7	97,8	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,4	15,6	94,7	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,3	15,5	91,8	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,1	15,4	87,4	1,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	4,0	15,3	84,8	0,4
2042	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,8	15,2	82,3	0,5
2043	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,7	15,2	78,9	0,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,5	15,1	75,7	0,6
2045	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,4	15,0	72,5	0,7
2046	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,2	14,9	67,5	0,8
2047	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	3,0	14,8	64,3	0,8
2048	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	2,8	14,7	60,0	0,9
2049	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	2,6	14,6	55,5	1,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	2,4	14,5	51,2	1,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	2,1	14,5	46,0	1,1
2052	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	1,9	14,4	39,8	1,2
2053	0	0	0	0	0	0	0	7	7	0	1,6	14,3	33,6	1,2

Таблица 1.5.4-4- Характеристика основных показателей разработки по 1 объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	млн.м3	млн.м4	%	тыс.м3	тыс.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	3,0	1,0	1,0	15,3	5,2	0,026	6,8	6,8	23,2	23,2	56,5	0,064	0,276	0,0	0,0	0,0
2025	3,1	1,0	1,1	18,4	6,2	0,031	7,0	7,0	30,2	30,2	55,9	0,066	0,341	0,0	0,0	0,0

2026	5,9	2,0	2,1	24,3	8,2	0,040	14,9	14,9	45,1	45,1	60,4	0,126	0,467	0,0	0,0	0,0
2027	9,6	3,2	3,5	33,9	11,4	0,056	24,7	24,7	69,8	69,8	61,1	0,205	0,673	0,0	0,0	0,0
2028	12,1	4,1	4,6	46,0	15,5	0,077	31,8	31,8	101,6	101,6	61,9	0,259	0,932	0,0	0,0	0,0
2029	14,6	4,9	5,8	60,6	20,4	0,101	39,7	39,7	141,3	141,3	63,2	0,312	1,244	0,0	0,0	0,0
2030	13,85	4,7	5,9	74,4	25,0	0,124	39,5	39,5	180,8	180,8	65,0	0,296	1,541	0,0	0,0	0,0
2031	13,46	4,5	6,0	87,9	29,6	0,146	39,3	39,3	220,1	220,1	65,7	0,288	1,829	0,0	0,0	0,0
2032	12,91	4,3	6,2	100,8	33,9	0,168	39,1	39,1	259,2	259,2	67,0	0,276	2,105	0,0	0,0	0,0
2033	12,54	4,2	6,4	113,3	38,1	0,189	38,9	38,9	298,1	298,1	67,7	0,268	2,373	0,0	0,0	0,0
2034	12,09	4,1	6,6	125,4	42,2	0,209	38,7	38,7	336,7	336,7	68,7	0,259	2,632	0,0	0,0	0,0
2035	11,74	4,0	6,8	137,2	46,2	0,229	38,5	38,5	375,2	375,2	69,5	0,251	2,883	0,0	0,0	0,0
2036	11,32	3,8	7,1	148,5	50,0	0,247	38,2	38,2	413,4	413,4	70,4	0,242	3,125	0,0	0,0	0,0
2037	11,09	3,7	7,5	159,6	53,7	0,266	38,0	38,0	451,5	451,5	70,8	0,237	3,363	0,0	0,0	0,0
2038	10,74	3,6	7,8	170,3	57,3	0,284	37,8	37,8	489,3	489,3	71,6	0,230	3,593	0,0	0,0	0,0
2039	10,41	3,5	8,2	180,7	60,8	0,301	37,6	37,6	526,9	526,9	72,3	0,223	3,815	0,0	0,0	0,0
2040	9,91	3,3	8,5	190,6	64,2	0,318	37,4	37,4	564,3	564,3	73,5	0,212	4,027	0,0	0,0	0,0
2041	9,62	3,2	9,0	200,2	67,4	0,334	37,2	37,2	601,5	601,5	74,1	0,206	4,233	0,0	0,0	0,0
2042	9,34	3,1	9,6	209,6	70,5	0,349	37,0	37,0	638,5	638,5	74,7	0,200	4,433	0,0	0,0	0,0
2043	8,95	3,0	10,2	218,5	73,6	0,364	36,8	36,8	675,3	675,3	75,7	0,192	4,625	0,0	0,0	0,0
2044	8,59	2,9	10,9	227,1	76,4	0,379	36,6	36,6	711,8	711,8	76,5	0,184	4,809	0,0	0,0	0,0
2045	8,22	2,8	11,7	235,3	79,2	0,392	36,4	36,4	748,2	748,2	77,4	0,176	4,984	0,0	0,0	0,0
2046	7,65	2,6	12,4	243,0	81,8	0,405	36,1	36,1	784,4	784,4	78,8	0,164	5,148	0,0	0,0	0,0
2047	7,29	2,5	13,5	250,3	84,2	0,417	35,9	35,9	820,3	820,3	79,7	0,156	5,304	0,0	0,0	0,0
2048	6,81	2,3	14,5	257,1	86,5	0,428	35,7	35,7	856,0	856,0	80,9	0,146	5,450	0,0	0,0	0,0
2049	6,29	2,1	15,7	263,4	88,7	0,439	35,5	35,5	891,5	891,5	82,3	0,135	5,585	0,0	0,0	0,0
2050	5,80	2,0	17,2	269,2	90,6	0,449	35,3	35,3	926,8	926,8	83,6	0,124	5,709	0,0	0,0	0,0
2051	5,21	1,8	18,7	274,4	92,4	0,457	35,1	35,1	961,9	961,9	85,1	0,112	5,820	0,0	0,0	0,0
2052	4,51	1,5	19,9	278,9	93,9	0,465	34,9	34,9	996,8	996,8	87,1	0,097	5,917	0,0	0,0	0,0
2053	3,81	1,3	21,0	282,7	95,2	0,471	34,7	34,7	1031,5	1031,5	89,0	0,082	5,998	0,0	0,0	0,0
2054	3,43	1,2	23,9	286,2	96,3	0,477	34,5	34,5	1066,0	1066,0	90,0	0,073	6,072	0,0	0,0	0,0

2055	3,08	1,0	28,1	289,2	97,4	0,482	34,3	34,3	1100,2	1100,2	91,0	0,066	6,138	0,0	0,0	0,0
2056	2,64	0,9	33,6	291,9	98,2	0,486	34,0	34,0	1134,3	1134,3	92,2	0,056	6,194	0,0	0,0	0,0
2057	2,16	0,7	41,3	294,0	99,0	0,490	33,8	33,8	1168,1	1168,1	93,6	0,046	6,240	0,0	0,0	0,0
2058	1,86	0,6	60,7	295,9	99,6	0,493	33,6	33,6	1201,7	1201,7	94,5	0,040	6,280	0,0	0,0	0,0
2059	1,12	0,4	93,0	297,0	100,0	0,495	33,4	33,4	1235,1	1235,1	96,6	0,024	6,304	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.4-5- Характеристика основного фонда скважин по 2 объект. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения,			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, $м^3$/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,2	6,2	125,8	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	4,1	6,4	123,4	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,9	6,4	117,4	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,6	6,9	107,7	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,2	7,0	97,1	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3,1	7,2	91,9	0
2034	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2,9	7,4	86,0	0
2035	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	2,4	7,7	71,9	0
2036	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,9	7,9	56,0	0

2037	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,7	8,1	49,4	0
2038	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	8,3	36,9	0
2039	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,98	8,5	29,4	0
2040	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0,63	8,7	18,9	0

Таблица 1.5.4-6- Характеристика основных показателей разработки по 2 объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	млн.м3	млн.м4	%	тыс.м3	тыс.м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,0
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,0
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,0
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,000	0,0	0,0	0,0
2028	1,5	12,4	12,4	1,5	12,4	0,020	2,1	2,1	2,1	2,1	31,9	0,04	0,044	0,0	0,0	0,0
2029	1,4	12,2	13,9	2,9	24,7	0,040	2,2	2,2	4,4	4,4	35,9	0,04	0,086	0,0	0,0	0,0
2030	1,4	11,6	15,4	4,2	36,3	0,059	2,2	2,2	6,6	6,6	38,4	0,04	0,127	0,0	0,0	0,0
2031	1,2	10,7	16,7	5,5	46,9	0,076	2,4	2,4	9,0	9,0	48,0	0,04	0,165	0,0	0,0	0,0
2032	1,1	9,6	18,1	6,6	56,5	0,092	2,4	2,4	11,4	11,4	53,8	0,03	0,198	0,0	0,0	0,0
2033	1,1	9,1	20,9	7,7	65,6	0,107	2,5	2,5	13,9	13,9	57,5	0,03	0,230	0,0	0,0	0,0
2034	1,0	8,5	24,8	8,7	74,1	0,120	2,6	2,6	16,5	16,5	61,4	0,03	0,260	0,0	0,0	0,0
2035	0,8	7,1	27,5	9,5	81,3	0,132	2,7	2,7	19,1	19,1	68,6	0,02	0,285	0,0	0,0	0,0
2036	0,6	5,5	29,6	10,2	86,8	0,141	2,7	2,7	21,9	21,9	76,2	0,02	0,304	0,0	0,0	0,0
2037	0,6	4,9	37,0	10,7	91,7	0,149	2,8	2,8	24,7	24,7	79,6	0,02	0,321	0,0	0,0	0,0
2038	0,4	3,6	43,8	11,2	95,3	0,155	2,9	2,9	27,6	27,6	85,2	0,01	0,334	0,0	0,0	0,0

2039	0,3	2,9	62,2	11,5	98,2	0,160	3,0	3,0	30,5	30,5	88,5	0,01	0,344	0,0	0,0	0,0
2040	0,2	1,9	105,7	11,7	100,1	0,163	3,0	3,0	33,5	33,5	92,8	0,01	0,351	0,0	0,0	0,0

Таблица 1.5.4-7- Характеристика основного фонда скважин по 3 объект. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м^3/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	1	1	0	0	3	3	1	9,9	13,7	389,5	14,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	10,0	13,9	393,3	30,7
2026	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	8,9	13,3	351,7	30,7
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	8,1	13,1	317,7	31,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	5,9	11,1	231,4	31,6
2029	0	0	0	0	0	0	0	3	3	1	5,9	12,7	233,1	31,9
2030	1	1	0	0	0	0	0	4	4	1	5,3	9,3	207,4	32,2
2031	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	4,4	9,1	172,8	32,5
2032	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	3,8	8,9	150,2	32,8
2033	0	0	0	0	0	0	0	4	4	1	2,5	8,7	99,2	33,2

Таблица 1.5.4-8- Характеристика основных показателей разработки по 3 объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов	Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости	Накопленная добыча жидкости	Обводненность	Добыча газа	Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды

		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	млн.м3	млн.м4		тыс.м^3	тыс.м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	10,3	5,0	13,9	142,2	69,1	0,38	14,3	14,3	154,3	154,3	27,8	0,405	4,809	29,0	4,9	13,3
2025	10,4	5,1	16,3	152,7	74,1	0,41	14,5	14,5	168,8	168,8	28,3	0,409	5,218	62,7	10,6	23,9
2026	9,3	4,5	17,5	162,0	78,6	0,43	13,8	13,8	182,6	182,6	32,6	0,366	5,584	65,9	10,7	34,5
2027	8,4	4,1	19,1	170,4	82,7	0,45	13,7	13,7	196,2	196,2	38,4	0,331	5,915	67,9	10,8	45,4
2028	7,2	3,5	20,2	177,6	86,2	0,47	13,6	13,6	209,9	209,9	47,1	0,283	6,198	68,8	11,0	56,3
2029	6,2	3,0	21,7	183,7	89,2	0,49	13,2	13,2	223,0	223,0	53,2	0,242	6,440	71,7	11,1	67,4
2030	7,3	3,6	32,9	191,1	92,8	0,51	12,9	12,9	235,9	235,9	43,2	0,288	6,728	74,0	11,2	78,6
2031	6,1	3,0	40,8	197,2	95,7	0,53	12,6	12,6	248,5	248,5	51,6	0,240	6,968	76,4	11,3	89,8
2032	5,3	2,6	60,0	202,5	98,3	0,54	12,3	12,3	260,9	260,9	57,0	0,208	7,176	79,0	11,4	101,2
2033	3,5	1,7	99,0	206,0	100,0	0,55	12,0	12,0	272,9	272,9	70,9	0,138	7,313	81,7	11,5	112,7

Таблица 1.5.4-9- Характеристика основного фонда скважин по 4 объект. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м^3/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,2	1,3	21,3	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,2	1,3	20,6	0,0

2026	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,1	1,2	20,4	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,1	1,2	20,2	0,0
2028	1	1	0	0	0	0	0	4	4	0	3,3	3,6	58,4	0,0
2029	2	1	1	0	0	0	0	5	5	1	3,7	4,1	65,4	17,0
2030	1	0	1	0	0	0	0	5	5	2	4,6	5,3	81,7	12,3
2031	1	1	0	0	0	0	0	6	6	2	5,0	5,9	88,4	15,7
2032	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,4	6,6	96,4	19,7
2033	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,4	6,6	95,9	19,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,4	6,7	95,5	20,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,3	6,6	94,9	20,2
2036	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,2	6,6	93,3	20,4
2037	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,1	6,6	91,5	20,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,0	6,5	89,3	20,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	5,0	6,5	88,3	20,8
2040	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,9	6,5	87,4	21,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,9	6,5	86,5	21,1
2042	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,8	6,5	86,0	21,3
2043	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,8	6,5	85,1	21,4
2044	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,7	6,5	84,2	21,6
2045	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,6	6,5	82,7	21,8
2046	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,5	6,5	80,7	21,9
2047	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,5	6,4	80,0	22,1
2048	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,4	6,4	79,1	22,2
2049	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,4	6,4	78,6	22,4
2050	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,3	6,4	77,4	22,5
2051	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,3	6,4	76,4	22,7
2052	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,2	6,4	75,4	22,8
2053	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,2	6,4	74,9	23,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,2	6,3	74,0	23,1

2055	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,1	6,3	73,1	23,3
2056	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	4,0	6,3	71,9	23,5
2057	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,9	6,3	70,3	23,6
2058	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,9	6,3	69,7	23,8
2059	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,9	6,3	69,0	23,9
2060	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	6,3	68,2	24,1
2061	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	6,3	67,5	24,2
2062	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,8	6,2	66,8	24,4
2063	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,7	6,2	66,3	24,5
2064	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,7	6,2	65,7	24,7
2065	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,6	6,2	63,4	24,9
2066	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,5	6,2	61,6	25,0
2067	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,4	6,2	59,9	25,2
2068	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,3	6,2	59,1	25,3
2069	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,2	6,2	56,9	25,5
2070	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	3,1	6,1	54,4	25,6
2071	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,9	6,1	51,5	25,8
2072	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,7	6,1	47,9	25,9
2073	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,5	6,1	44,6	26,1
2074	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,3	6,1	41,1	26,2
2075	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2,1	6,1	38,3	26,4
2076	0	0	0	0	0	0	0	6	6	2	1,5	6,1	26,3	26,6

Таблица 1.5.4-10- Характеристика основных показателей разработки по 4 объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов	Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости	Накопленная добыча жидкости	Обводненность	Добыча газа	Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды

		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	млн.м3	млн.м4		тыс.м^3	тыс.м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	1,243	0,3	0,3	11,6	2,8	0,009	1,3	1,3	13,3	13,3	6,2	0,022	0,130	0,0	0,0	0,0
2025	1,205	0,3	0,3	12,8	3,0	0,010	1,3	1,3	14,6	14,6	7,4	0,021	0,152	0,0	0,0	0,0
2026	1,191	0,3	0,3	14,0	3,3	0,011	1,3	1,3	15,9	15,9	8,2	0,021	0,173	0,0	0,0	0,0
2027	1,182	0,3	0,3	15,2	3,6	0,012	1,3	1,3	17,2	17,2	8,6	0,021	0,194	0,0	0,0	0,0
2028	4,012	1,0	1,0	19,2	4,6	0,016	4,4	4,4	21,6	21,6	9,0	0,071	0,265	0,0	0,0	0,0
2029	5,769	1,4	1,4	25,0	5,9	0,020	6,5	6,5	28,1	28,1	11,3	0,103	0,368	77,5	5,9	5,9
2030	7,956	1,9	2,0	32,9	7,8	0,027	9,2	9,2	37,3	37,3	13,4	0,142	0,510	79,5	8,5	14,4
2031	9,515	2,3	2,4	42,4	10,1	0,034	11,3	11,3	48,6	48,6	15,6	0,169	0,679	82,5	10,9	25,3
2032	11,269	2,7	3,0	53,7	12,7	0,043	13,7	13,7	62,3	62,3	17,7	0,201	0,879	85,5	13,7	39,0
2033	11,205	2,7	3,0	64,9	15,4	0,053	13,7	13,7	76,0	76,0	18,2	0,199	1,079	86,0	13,8	52,8
2034	11,164	2,6	3,1	76,1	18,0	0,062	13,9	13,9	89,9	89,9	19,6	0,199	1,278	85,5	13,9	66,7
2035	11,087	2,6	3,2	87,2	20,7	0,071	13,8	13,8	103,7	103,7	19,8	0,197	1,475	86,6	14,0	80,7
2036	10,908	2,6	3,3	98,1	23,3	0,079	13,8	13,8	117,5	117,5	20,9	0,194	1,669	87,5	14,1	94,8
2037	10,697	2,5	3,3	108,8	25,8	0,088	13,7	13,7	131,2	131,2	21,7	0,190	1,860	89,0	14,2	109,1
2038	10,436	2,5	3,3	119,2	28,3	0,096	13,5	13,5	144,7	144,7	22,7	0,186	2,045	90,7	14,3	123,4
2039	10,320	2,4	3,4	129,5	30,7	0,105	13,6	13,6	158,3	158,3	24,2	0,184	2,229	90,6	14,4	137,8
2040	10,221	2,4	3,5	139,7	33,1	0,113	13,6	13,6	171,9	171,9	24,8	0,182	2,411	91,5	14,5	152,4
2041	10,109	2,4	3,6	149,9	35,5	0,121	13,6	13,6	185,4	185,4	25,5	0,180	2,591	92,4	14,7	167,0
2042	10,054	2,4	3,7	159,9	37,9	0,129	13,5	13,5	199,0	199,0	25,7	0,179	2,770	93,2	14,8	181,8
2043	9,951	2,4	3,8	169,9	40,3	0,137	13,5	13,5	212,5	212,5	26,3	0,177	2,947	94,1	14,9	196,7
2044	9,836	2,3	3,9	179,7	42,6	0,145	13,5	13,5	225,9	225,9	27,0	0,175	3,122	95,0	15,0	211,6
2045	9,665	2,3	4,0	189,4	44,9	0,153	13,5	13,5	239,4	239,4	28,2	0,172	3,294	95,8	15,1	226,7
2046	9,436	2,2	4,1	198,8	47,1	0,161	13,4	13,4	252,8	252,8	29,7	0,168	3,462	96,7	15,2	241,9
2047	9,356	2,2	4,2	208,2	49,4	0,168	13,4	13,4	266,2	266,2	30,2	0,167	3,629	97,6	15,3	257,2
2048	9,241	2,2	4,3	217,4	51,6	0,176	13,4	13,4	279,6	279,6	30,9	0,164	3,793	98,5	15,4	272,6
2049	9,189	2,2	4,5	226,6	53,7	0,183	13,3	13,3	292,9	292,9	31,1	0,164	3,957	99,4	15,5	288,1
2050	9,046	2,1	4,6	235,6	55,9	0,191	13,3	13,3	306,3	306,3	32,1	0,161	4,118	100,3	15,6	303,8
2051	8,934	2,1	4,8	244,6	58,0	0,198	13,3	13,3	319,6	319,6	32,8	0,159	4,277	101,2	15,7	319,5
2052	8,810	2,1	5,0	253,4	60,1	0,205	13,3	13,3	332,8	332,8	33,6	0,157	4,434	102,0	15,8	335,3
2053	8,751	2,1	5,2	262,1	62,2	0,212	13,2	13,2	346,1	346,1	33,9	0,156	4,589	103,0	15,9	351,3
2054	8,649	2,1	5,4	270,8	64,2	0,219	13,2	13,2	359,3	359,3	34,5	0,154	4,743	103,9	16,1	367,3
2055	8,547	2,0	5,7	279,3	66,2	0,226	13,2	13,2	372,4	372,4	35,2	0,152	4,895	104,8	16,2	383,5
2056	8,399	2,0	5,9	287,7	68,2	0,233	13,2	13,2	385,6	385,6	36,2	0,150	5,045	105,7	16,3	399,8
2057	8,217	1,9	6,1	295,9	70,2	0,239	13,1	13,1	398,7	398,7	37,4	0,146	5,191	106,6	16,4	416,1
2058	8,151	1,9	6,5	304,1	72,1	0,246	13,1	13,1	411,8	411,8	37,8	0,145	5,336	107,5	16,5	432,6
2059	8,060	1,9	6,9	312,1	74,0	0,253	13,1	13,1	424,9	424,9	38,4	0,143	5,480	108,4	16,6	449,2
2060	7,969	1,9	7,3	320,1	75,9	0,259	13,0	13,0	438,0	438,0	38,9	0,142	5,622	109,4	16,7	465,9

2061	7,887	1,9	7,8	328,0	77,8	0,265	13,0	13,0	451,0	451,0	39,4	0,140	5,762	110,3	16,8	482,7
2062	7,805	1,9	8,3	335,8	79,6	0,272	13,0	13,0	464,0	464,0	39,9	0,139	5,901	111,2	16,9	499,6
2063	7,751	1,8	9,0	343,6	81,5	0,278	13,0	13,0	476,9	476,9	40,2	0,138	6,039	112,2	17,0	516,6
2064	7,681	1,8	9,8	351,2	83,3	0,284	12,9	12,9	489,9	489,9	40,6	0,137	6,176	113,1	17,1	533,8
2065	7,415	1,8	10,5	358,7	85,0	0,290	12,9	12,9	502,8	502,8	42,6	0,132	6,308	114,1	17,2	551,0
2066	7,205	1,7	11,4	365,9	86,8	0,296	12,9	12,9	515,7	515,7	44,1	0,128	6,436	115,0	17,3	568,3
2067	7,004	1,7	12,5	372,9	88,4	0,302	12,9	12,9	528,5	528,5	45,5	0,125	6,560	116,0	17,4	585,8
2068	6,907	1,6	14,1	379,8	90,1	0,307	12,8	12,8	541,4	541,4	46,2	0,123	6,683	116,9	17,6	603,4
2069	6,651	1,6	15,9	386,4	91,6	0,313	12,8	12,8	554,2	554,2	48,1	0,118	6,802	117,9	17,7	621,0
2070	6,359	1,5	18,0	392,8	93,1	0,318	12,8	12,8	567,0	567,0	50,2	0,113	6,915	118,9	17,8	638,8
2071	6,014	1,4	20,8	398,8	94,6	0,323	12,8	12,8	579,7	579,7	52,8	0,107	7,022	119,8	17,9	656,7
2072	5,604	1,3	24,5	404,4	95,9	0,327	12,7	12,7	592,4	592,4	56,0	0,100	7,122	120,8	18,0	674,7
2073	5,210	1,2	30,1	409,6	97,1	0,331	12,7	12,7	605,1	605,1	59,0	0,093	7,215	121,8	18,1	692,7
2074	4,809	1,1	39,8	414,4	98,3	0,335	12,7	12,7	617,8	617,8	62,0	0,086	7,300	122,8	18,2	711,0
2075	4,471	1,1	61,4	418,9	99,3	0,339	12,6	12,6	630,4	630,4	64,6	0,080	7,380	123,8	18,3	729,3
2076	3,069	0,7	109,1	422,0	100,1	0,341	12,6	12,6	643,1	643,1	75,7	0,055	7,434	124,8	18,4	747,7

Таблица 1.5.4-11- Характеристика основного фонда скважин по 5 объект. Вариант 3

Годы	Ввод скважин из бурения			Выбытие скважин		перевод скважин на выше - ниже-залегающий гор.т		Фонд добывающих скважин		Фонд нагнет-ных скважин	Среднегодовой дебит на одну скважину			Приемистость, м^3/сут
	всего	добыв.	нагнет.	всего	нагнет.	добыв	нагн	всего	мех-х		нефти	жидкости	газа	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2024	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,3	1,4	22,8	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	1,4	21,3	0,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,2	1,3	20,2	0,0
2027	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,1	1,3	19,4	0,0
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1,1	1,2	18,8	0,0
2029	1	1	0	0	0	0	0	2	2	0	4,2	3,2	47,6	0,0

2030	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	3,6	4,3	63,0	0,0
2031	1	1	0	0	0	0	0	3	3	0	4,4	4,3	60,5	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,7	4,8	64,3	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,5	4,7	59,8	0,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,1	4,6	53,9	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,0	4,5	51,6	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,9	4,4	50,4	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,8	4,3	48,0	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,6	4,3	44,2	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,3	4,2	39,3	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,1	4,1	36,4	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,0	4,0	33,9	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,8	3,9	31,6	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,7	3,8	30,2	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,6	3,8	27,1	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,5	3,7	25,1	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,4	3,6	23,9	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,3	3,5	23,0	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,2	3,4	20,4	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,1	3,4	18,5	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,0	3,3	17,3	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,9	3,2	16,1	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,6	3,1	10,5	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,6	3,0	9,9	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,5	2,9	9,4	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,5	2,9	8,9	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,5	2,8	8,4	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,5	2,7	7,8	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,4	2,6	7,3	0,0

2059	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,4	2,5	6,8	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	0	3	3	0	0,4	2,4	6,3	0,0

Таблица 1.5.4-12- Характеристика основных показателей разработки по 5 объекту. Вариант 3

Годы	Добыча нефти	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти	Отбор от НИЗ	КИН	Добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность	Добыча газа		Компенсация отборов	Годовая закачка воды	Накопленная закачка воды
		нач.	тек.				всего	мех.сп.	всего	мех.сп.		год	накопл			
	тыс.т	%	%	тыс.т	%	д.ед.	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	%	млн.м3	млн.м4		тыс.м3	тыс.м^3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	0,457	0,5	0,8	2,9	4,9	0,010	0,48	0,5	3,3	3,3	5,0	0,008	0,040	0,0	0,0	0,0
2025	0,427	0,7	0,8	3,3	5,6	0,011	0,47	0,5	3,8	3,8	9,0	0,007	0,047	0,0	0,0	0,0
2026	0,405	0,7	0,7	3,7	6,3	0,012	0,45	0,5	4,2	4,2	10,2	0,007	0,054	0,0	0,0	0,0
2027	0,389	0,7	0,7	4,1	6,9	0,014	0,44	0,4	4,6	4,6	11,2	0,007	0,061	0,0	0,0	0,0
2028	0,378	0,6	0,7	4,5	7,6	0,015	0,43	0,4	5,1	5,1	11,7	0,007	0,068	0,0	0,0	0,0
2029	1,459	2,5	2,7	5,9	10,0	0,020	1,69	1,7	6,8	6,8	13,7	0,025	0,093	0,0	0,0	0,0
2030	2,530	4,3	4,8	8,5	14,3	0,028	2,99	3,0	9,7	9,7	15,3	0,044	0,136	0,0	0,0	0,0
2031	3,069	5,2	6,1	11,5	19,5	0,039	3,81	3,8	13,6	13,6	19,4	0,053	0,189	0,0	0,0	0,0
2032	3,869	6,6	8,1	15,4	26,1	0,051	4,96	5,0	18,5	18,5	22,0	0,067	0,256	0,0	0,0	0,0
2033	3,598	6,1	8,3	19,0	32,2	0,064	4,86	4,9	23,4	23,4	25,9	0,062	0,319	0,0	0,0	0,0
2034	3,247	5,5	8,1	22,2	37,7	0,074	4,79	4,8	28,2	28,2	32,2	0,056	0,375	0,0	0,0	0,0
2035	3,104	5,3	8,4	25,3	43,0	0,085	4,70	4,7	32,9	32,9	33,9	0,054	0,428	0,0	0,0	0,0
2036	3,033	5,1	9,0	28,4	48,1	0,095	4,61	4,6	37,5	37,5	34,2	0,052	0,481	0,0	0,0	0,0
2037	2,891	4,9	9,4	31,3	53,0	0,105	4,52	4,5	42,0	42,0	36,1	0,050	0,531	0,0	0,0	0,0
2038	2,659	4,5	9,6	33,9	57,5	0,113	4,44	4,4	46,4	46,4	40,1	0,046	0,577	0,0	0,0	0,0
2039	2,364	4,0	9,4	36,3	61,5	0,121	4,35	4,4	50,8	50,8	45,7	0,041	0,617	0,0	0,0	0,0
2040	2,189	3,7	9,6	38,5	65,2	0,129	4,26	4,3	55,0	55,0	48,7	0,038	0,655	0,0	0,0	0,0

2041	2,041	3,5	9,9	40,5	68,7	0,136	4,18	4,2	59,2	59,2	51,1	0,035	0,691	0,0	0,0	0,0
2042	1,905	3,2	10,3	42,4	71,9	0,142	4,09	4,1	63,3	63,3	53,4	0,033	0,723	0,0	0,0	0,0
2043	1,817	3,1	11,0	44,2	75,0	0,148	4,00	4,0	67,3	67,3	54,6	0,031	0,755	0,0	0,0	0,0
2044	1,634	2,8	11,1	45,9	77,8	0,153	3,92	3,9	71,2	71,2	58,3	0,028	0,783	0,0	0,0	0,0
2045	1,512	2,6	11,5	47,4	80,3	0,158	3,83	3,8	75,1	75,1	60,5	0,026	0,809	0,0	0,0	0,0
2046	1,436	2,4	12,4	48,8	82,7	0,163	3,74	3,7	78,8	78,8	61,7	0,025	0,834	0,0	0,0	0,0
2047	1,382	2,3	13,6	50,2	85,1	0,168	3,66	3,7	82,5	82,5	62,2	0,024	0,858	0,0	0,0	0,0
2048	1,228	2,1	14,0	51,4	87,2	0,172	3,57	3,6	86,0	86,0	65,6	0,021	0,879	0,0	0,0	0,0
2049	1,116	1,9	14,7	52,5	89,1	0,176	3,48	3,5	89,5	89,5	68,0	0,019	0,898	0,0	0,0	0,0
2050	1,041	1,8	16,1	53,6	90,8	0,179	3,40	3,4	92,9	92,9	69,4	0,018	0,916	0,0	0,0	0,0
2051	0,967	1,6	17,9	54,6	92,5	0,182	3,31	3,3	96,2	96,2	70,8	0,017	0,933	0,0	0,0	0,0
2052	0,633	1,074	14,3	55,2	93,5	0,185	3,23	3,2	99,5	99,5	80,4	0,011	0,944	0,0	0,0	0,0
2053	0,594	1,006	15,6	55,8	94,5	0,187	3,14	3,1	102,6	102,6	81,1	0,010	0,954	0,0	0,0	0,0
2054	0,564	0,956	17,5	56,3	95,5	0,188	3,05	3,1	105,6	105,6	81,5	0,010	0,964	0,0	0,0	0,0
2055	0,538	0,912	20,3	56,9	96,4	0,190	2,97	3,0	108,6	108,6	81,9	0,009	0,973	0,0	0,0	0,0
2056	0,503	0,853	23,8	57,4	97,3	0,192	2,88	2,9	111,5	111,5	82,5	0,009	0,982	0,0	0,0	0,0
2057	0,472	0,800	29,3	57,9	98,1	0,194	2,79	2,8	114,3	114,3	83,1	0,008	0,990	0,0	0,0	0,0
2058	0,440	0,746	38,6	58,3	98,8	0,195	2,71	2,7	117,0	117,0	83,7	0,008	0,998	0,0	0,0	0,0
2059	0,409	0,692	58,4	58,7	99,5	0,196	2,62	2,6	119,6	119,6	84,4	0,007	1,005	0,0	0,0	0,0
2060	0,377	0,639	129,4	59,1	100,1	0,198	2,53	2,5	122,1	122,1	85,1	0,007	1,011	0,0	0,0	0,0

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

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

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 7 лет, 2 варианта 9 лет, 3 варианта 52 года.

1 вариант Бурение новых скважин не предусмотрено. Капитальные вложения запланированы на сумму 0,32 млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 258,4 тыс.тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,100 д.ед.

Дисконтированные потоки денежной наличности, чистая прибыль, доход Государства меньше, чем по 3 варианту.

2 вариант Предусмотрено бурение 5 скважины. Капитальные вложения запланированы на сумму 4,09 млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 323,8 тыс.тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,125 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10% отрицательный, проект по этому варианту получается убыточный.

3 вариант Планируется бурение 2 добывающих горизонтальных и 8 вертикальных скважин, бурение 2 нагнетательных скважин.

Для внедрения данного варианта потребуется 12,07 млрд тенге инвестиций.Накопленная добыча нефти составляет на конец прибыльного периода 995,7 тыс.тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает максимальное значение 0,386 д.ед.

Анализ показал, что по данному варианту все основные показатели: , суммарная чистая прибыль, доход Государства. дисконтированный поток денежной наличности при ставке 10%, внутренняя норма рентабельности IRR имеют максимальные значения, следовательно, этот вариант можно рекомендовать к внедрению.

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей вариантов разработки к внедрению рекомендуется 3 вариант.

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

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2024-2040	2024-2031	2024-2040	2024-2033	2024-2076	2024-2076
2	Ввод добывающих вертикальных скважин из бурения, шт.	0	0	5	5	8	8
3	Ввод добывающих горизонтальных скважин из бурения, шт.	0	0	0	0	2	2
4	Ввод нагнетательных скважин из бурения, шт	0	0	0	0	2	2
5	Фонд добывающих скважин, шт	11	11	16	16	21	21
6	Фонд нагнетательных скважин, шт	1	1	1	1	3	3
7	Суммарная добыча нефти, тыс.т	137,9	101,3	192,5	166,8	838,7	838,7
8	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	289,7	164,9	433,3	315,9	2135,6	2135,6
9	Суммарная добыча газа, млн.м3	5,2	3,9	7,3	6,4	17,7	17,7
10	Суммарная закачка воды, тыс.м3	101,5	61,3	102,0	81,7	853,0	853,0
11	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	295,0	258,4	349,4	323,8	995,7	995,7
12	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,114	0,100	0,135	0,125	0,386	0,386
13	Доход от реализации товарной нефти,	26,3	16,2	36,7	28,9	768,4	768,4

	млрд.тенге						
14	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	28,1	11,1	34,6	20,0	398,7	398,7
15	Общие затраты, млрд. тенге	17,9	10,3	22,9	16,9	55,8	55,8
16	Капитальные вложения , млрд.тенге	0,3	0,3	4,1	4,1	12,1	12,1
17	Суммарные выплаты Государству в виде налогов,млрд.тенге	3,2	2,2	5,1	3,9	201,3	201,3
18	Производственная себестоимость 1 тонны нефти, тыс.тенге/т		73,0		87,9		342,0
19	Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге		3,07		7,50		356,59
20	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге		0,61		1,50		71,32
21	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге		0,00		0,06		68,83
22	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге		1,94		2,84		207,49
23	Поток денежной наличности, млрд.тенге		2,13		1,85		204,38
24	Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, млрд.тенге		1,65		0,86		14,76

1.5.5. Техника и технология добычи нефти и газа

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

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.

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

Выбор техники и технологии для добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются геолого-промысловой характеристикой продуктивных пластов, а также физико-химических свойств пластовых флюидов.

В настоящее время на месторождении все добывающие скважины эксплуатируются как фонтанным способом, так и механизированным спопособом – ЭВН и ШГН.

Фонтанирование скважин на месторождении обусловлено гидростатическим напором пласта и энергией выделившегося из нефти газа.

В процессе эксплуатации, вследствие падения пластового давления и роста обводнённости, дебиты фонтанных скважин снижаются и скважины переводятся на механизированный способ добычи.

Гидродинамические расчёты показали, что при высоком темпе обводнения не обеспечивается длительная устойчивая эксплуатация скважин. Поэтому для реализации потенциальных дебитов скважины целесообразно переводить на механизированный способ эксплуатации.

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

Для предупреждения влияния механических примесей на работу насоса приводящих к снижению производительности или отказу подземного оборудования, и как следствие, проведения ремонтов по ревизии и смене оборудования, приём насоса рекомендуется оборудовать противопесочным фильтром; После длительных остановок эксплуатацию скважин рекомендуется начинать с минимальных режимов, ориентируясь на намеченные режимы, с постоянным контролем динамического уровня, дебита жидкости, с определением содержания механических примесей в составе продукции.

Выпадение парафиновых отложений в подъёмных трубах ведёт к их закупориванию, что

приводит к снижению дебитов скважин.

В период эксплуатации месторождения рекомендуется в холодный период осуществлять, обогрев устьевого оборудования скважин и проводить периодический мониторинг за состоянием подземного оборудования, с целью своевременного принятия мер по предотвращению парафиноотложений и соответствующих осложнений, связанных с этим.

Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение их образования, так и на удаление уже образовавшихся отложений, которые являются широко распространенными и делятся на несколько видов:

1. Механический – использование различных по конструкции и форме скребков, спускаемых в НКТ на проволоке;
2. Тепловой – закачка в скважину теплоносителя;
3. Химический – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

При механическом способе очистки НКТ с помощью скребка от парофинообразования как правило необходимо производить остановку скважины.

Наиболее часто применяемыми методами для предупреждения и борьбы с парафиноотложениями без останова скважины на месторождениях являются тепловые и химические методы.

При тепловых методах обработки скважин используется следующее оборудование: передвижные парогенераторные установки типа ППУ, агрегат для депарафинизации скважин АДП - 4 - 150, автоцистерна АЦ - 5, агрегат ЦА - 320, ЦА -400.

С целью очистки подземного оборудования от образующихся отложений на месторождениях применяются тепловой метод, основанный на расплавлении АСПО в результате температурного воздействия различными теплоносителями:

- обработка горячей нефтью;
- обработка горячей водой.

Так же для предотвращения образования отложений парафина на нефтепромысловом оборудовании широкое распространение получили химические реагенты – ингибиторы СНПХ.

Ингибитор парафиноотложений, обладая поверхностно-активными свойствами влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает осаждение асфальто-смолопарафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации.

Для защиты нефтяных скважин могут быть использованы и другие химические реагенты, эффективность которых подтверждена лабораторными и опытно-промысловыми испытаниями.

Дозирование ингибитора в скважину более эффективно осуществлять непрерывно посредством:

устьевых дозировочных насосов в затрубное пространство скважины;

глубинных дозаторов, установленных на хвостовике насоса.

С увеличением обводненности продукции скважин возможно изменение характера процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию, а также ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-парафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности.

Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.

Система внутрипромыслового сбора в период пробной эксплуатации предназначена для сбора продукции восми нефтяных скважин и транспорта потока газоводонефтяной смеси до сборного пункта.

Продукция эксплуатационных скважин механизированным способом добычи направляется через выкидные линии на групповые замерные установки ГЗУ расположенные в местах наибольшей концентрации скважин.

Со скважин продукция поступает на ГЗУ, где предусмотрен замер дебита жидкости индивидуально по скважинам вручную в калиброванной замерной (тестовой) емкости.

Нефтяная эмульсия, добываемая из скважин под устьевым давлением по герметизированной однотрубной системе с Р=0,5МПа поступает на подземные емкости групповых замерных установок ГЗУ. Жидкость из ГЗУ поступает в НГС-1 и оделяется в газ, который поступает в ГС-1 отделившийся газ частично подается на печь – подогрева ПП-1, частично на факельную линию.

Нефть поступает в ОГ- 50м^3 отстойника нефти, где отделяется основное количество воды, которые поступает в ёмкость РГС-75м^3. Дальше техническая вода закачивается насосами НБ-125 распределяется на нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД). Сырая нефть через переточную линию резервуара РВС №2 насосом К80-50-200 перекачивается в РВС №1 (V-400м^3), где происходит сбор нефти. После наполнения РВС №1 сырая нефть с помощью насоса НБ-50 перекачивается через печь подогрева нефти ПП-0,63 в РВС №2 (V-400м^3) для дальнейшей подготовки, где нагревается до температуры +60-65˚С ипопутно с помощью дозировочного насоса добавляется деэмульгатор, предназначенный для обезвоживания и обессоливания нефти.

После заполнения и подготовки нефтис резервуара отбирается проба нефти для определения содержания хлористой соли и воды. При достижении положительных результатов химического анализа нефть хранится в РВС №2 илидля дальнейшей транспортировки.

Все емкости, работающие под давлением, оборудованы предохранительными клапанами.

К нефтесборным сетям относятся выкидные линии от скважин до ГЗУ и коллекторы от ГЗУ до ЦППН. Все нефтепроводы распложены подземно на глубине 1м. и изолированы изоляционной пленкой ПХЛ с предварительным нанесением на поверхности трубы антикоррозийной грунтовки Праймер.

Необходимо учесть нижеследующие основные требования к системе сбора и подготовки нефти:

1. Объекты сбора и транспорта продукции скважин должны обеспечивать:
- герметизированный сбор и транспорт продукции до пункта сбора,
- замер продукции скважин,
- отделение газа от нефти,
- предварительное обезвоживание нефти

2. На аппаратах и установках, работающих под давлением, следует предусматривать одну систему предохранительных клапанов с направлением сброса газа от них в атмосферу через дренажную емкость и факельную систему.

3. Трубопроводы системы сбора и транспорта продукции с целью сокращения потерь тепла должны быть заглублены или теплоизолированны.

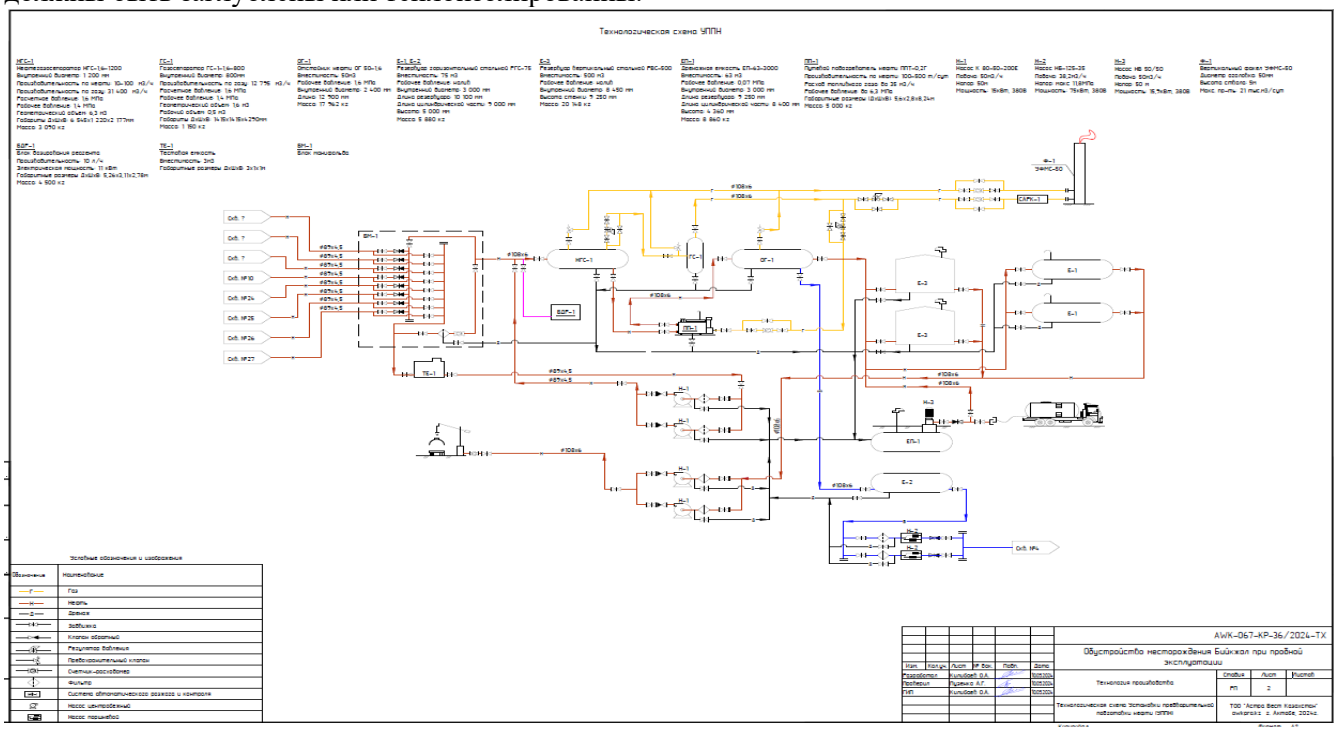


Рис. 8 ─ Представлена ***технологическая схема установки первичной переработки нефти*** на месторождения Биикжал.

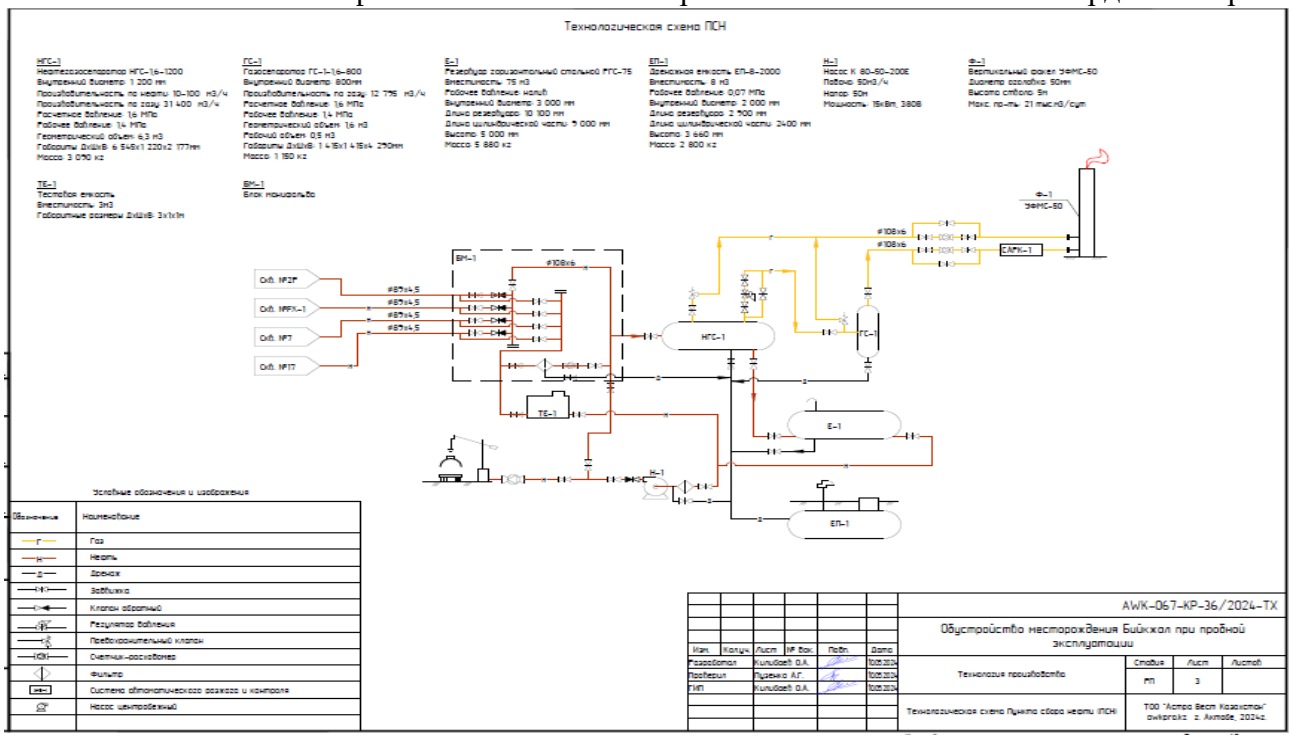


Рис. 9 ─ Представлена ***технологическая схема ПСН*** на месторождения Биикжал

1.5.6. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Согласно статье 147 Кодекса «О недрах и недропользовании», Недропользователь должен разработать Программу развития переработки попутного газа (Программу утилизации газа или ПУГ).

Действующей программой развития является «Программы развития переработки сырого газа месторождения Биикжал на 2022-2024 г.» (протокол РГ за №3 от 01 июля 2022 года).

Так как действующая программа переработки утверждалась на момент действия Проекта пробной эксплуатации (протокол ЦКРиР МЭ РК 27/2 от 19 мая 2022 года), весь объем запланированного к добыче газа был направлен на сжигание.

По результатам утверждения рекомендуемого варианта разработки, Недоропльзователю необходимо будет составить новую программу переработки сырого газа.

1.5.7. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Согласно рекомендуемого варианта разработки, выделенные эксплуатационные объекты планируется эксплуатировать с поддержанием пластовой энергии, с организацией закачки воды в продуктивные горизонты, путем сочетания площадного внутриконтурного и приконтурного заводнения.

Ожидается проявление упруговодонапорного режима работы залежей. При этом организация закачки воды предусматривается для случая, если предполагаемый режим работы залежей не подтвердится, что позволит без ущерба для разработки месторождения своевременно перейти на режим заводнения и поддержания пластового давления.

Согласно действующему на территории Республики Казахстан СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов», вода для системы ППД должна соответствовать основным техническим требованиям, а именно:

- сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин;
- предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин;
- предупреждение жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать условиям:

- ✓ Водородный показатель (pH). Должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- ✓ Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.
- ✓ Содержание кальций-иона. Не нормируется.

- ✓ Содержание магний-иона. Не нормируется.
- ✓ Содержание натрий и калий-иона. Не нормируется.
- ✓ Содержание хлор-иона. Не нормируется.
- ✓ Содержание сульфат-иона. Не допускается.
- ✓ Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.
- ✓ Показатель стабильности. Вода должна быть стабильной.
- ✓ Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- ✓ Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- ✓ Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0.3% в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.
- ✓ Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно-активной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- ✓ Содержание растворенного кислорода. Не более 0.02-0.05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- ✓ Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- ✓ Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- ✓ Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 ^{o} С и в пробе после прокаливания при 600^{o}С должно быть одинаковым.
- ✓ Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- ✓ Присутствие сульфатвосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- ✓ Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

1.5.8. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Биикжал и их назначения. Бурение проектных скважин планируются на меловые, юрские горизонты. Во время бурения скважин посредством испытания пласта и геофизическими методами были получены данные по пластовым давлениям. Мезо-кайнозойские отложения характеризуется нормальными градиентами порового давления, несколько возрастающими до 0,104 кгс/см^2. На соответствующих разрезах в скважине для опоры башмака обсадной колонны можно ожидать следующие градиенты давления:

- 1,00 кгс/см^2 на 10 м у башмака первой обсадной колонны.
- 1,02 кгс/см^2 на 10 м у башмака технической колонны.
- 1,04 кгс/см^2 на 10 м у башмака эксплуатационной обсадной колонны.

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

1. Направление ∅324 мм, спускается на глубину 50м и цементируется до устья.

2. Кондуктор ∅245 мм, спускается на глубину 350м, это колонна служат для перекрытие возможных водосодержащих отложений, отложения склонны к осыпям, обвалом и прихватом, создает надежную устья скважины перед вскрытием нефтегазопроявляющих горизонтов, установки противовыбросового оборудования. Точная глубина определяется при бурении и соответствует глубине появления чистой глинистой породы, способной "держать" башмак колонны. Цементируется до устья.

3. Эксплуатационная колонна ∅168,3 мм спускается до проектной глубины и цементируется до устья.

Таблица 1.5.8-1 - Конструкции скважины вертикальный скважины глубиной 1100м

Наименование колонн	**Диаметр долота, мм**	**Диаметр колонны, мм**	**Глубина спуска, м**	**Высота подъема цемента от устья, м**
Направление	393,7	323,9	50	устье
Кондуктор	295,3	244,5	350	устье
Эксплуатационная	215,9	168,3	1100	устье

В данной работе предлагается бурения 2-х горизонтальных скважин (№№33, 36) для уточнения технологических показателей разработки месторождения.

Таблица 1.5.8-2. – Проектные конструкции горизонталных скважин №№33, 36

№ скв	Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м (по вертикали/по стволу)	Высота подъема цемента, м
		Долота	Колонны		
№33	Направление	393,7	323,9	50	До устья
	Кондуктор	295,3	244,5	350	До устья
	Экс. колонна	215,9	168,3	920/1250**	До устья
№36	Направление	393,7	323,9	50	До устья
	Кондуктор	295,3	244,5	350	До устья
	Экс. колонна	215,9	168,3	950/1150**	До устья

Примечание: *- глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от глубины залегания целевого продуктивного горизонта

**-вариант, при бурении НН стволом;

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 1100 м и желательно применение мобильных буровых установок повышенной монтажаспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на месторождении более полно отвечает буровая установка типа ZJ-20. На данной буровой установке возможно размещение комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно изложена в Техническом проекте на строительство скважин.

Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами

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

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

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водо-чувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2м^3.

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

Направление – бурение вести с бентонитовым раствором.

Кондуктор - бурение под колонну, для недопущения осложнений и перекрытия зон поглощений, водопроявлений и газопроявлений техногенного характера следует производить заранее приготовленным полимерным раствором (40 $м^3$), стабилизированным реагентоми для уменьшения водоотдачи бурового раствора, глинизации стенок скважины и предупреждения проникновения фильтрата в пласт. В случае возникновения поглощений бурового раствора в альб-сеноманских отложениях использовать 2-3 вида наполнителей с различными размерами частиц (зернистые, волокнистые, чешуйчатые) в количестве 2 % к объему бурового раствора. Для поддержания щелочности бурового раствора на уровне pH=9,0–10,0 вводить каустическую соду (NaOH). По окончании бурения ствол скважины необходимо промыть в течение двух циклов с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы.

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

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

В качестве ингибирующей добавки в буровой раствор, с использованием которого бурился предыдущий интервал, вводится 3-4 % KCl (хлористого калия) и высокомолекулярный полимер (типа SeurveyD). Перед вводом KCl в буровой раствор предварительно обработать реагентом стабилизатором по водоотдаче и вязкости Оснопак, НО и Оснопак ВО. Для регулирования щелочности бурового раствора использовать Кальцинированная сода (Na_2CO_3) (или NaOH). С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в качестве утяжеляющей и временно закупоривающей добавки использовать кислоторастворимый карбонат кальция. В целом система бурового раствора, предусмотренная программой, должна полностью отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов.

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

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

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

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

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования, во избежание набухания глинистых пород и сужения ствола скважины.

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

В случае необходимости отбора керна в отдельно взятых скважинах, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или

аналогичных.

1.5.9. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

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

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

- создание противодавления на пласт, достаточное для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

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

Достоинствами перфорационных систем PowerJet HMX являются:

- ✓ глубина проникновения зарядов составляет от 1,2 до 3 м, в зависимости от условия залегания коллектора, и как следствие, зона проникновения фильтрата промывочной жидкости минимально влияет на продуктивность скважины;
- ✓ интервал перфорации превышает 5 м, что значительно уменьшает времени спуско-подъемных операций;
- ✓ проводится «чистая» перфорация за счет депрессии на пласт, позволяющая снизить до минимума негативные факторы, связанные с прострелочно-взрывными работами, прежде всего засорения каналов и самой породы продуктами взрыва.

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

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

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

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

Но для участков с карбонатными отложениями, рекомендуется при вторичном вскрытии продуктивного пласта, произвести соляно-кислотную обработку под давлением, как наиболее перспективный и рациональный метод очистки призабойной зоны скважин.

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

При слабом притоке жидкости произвести плавный перевод скважины на механизированный

способ эксплуатации. Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызова притока и освоения скважин должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по технике безопасности.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- ✓ устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- ✓ при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и последний в обязательном порядке сжигается;
- ✓ работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденной недропользователем.

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

- ✓ строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;
- ✓ создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

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

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

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

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

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

ТОО «KhamAdpartners» при заключении договоров на передачу отходов специализированным преприятиям тщательно отслеживает способы и технологии утилизации, переработки, обезвреживания и безопасного удаления отходов.

Подрядные организации, привлеченные для этих работ, должны отвечать всем нормативным требованиям РК, а также внутренним стандартам Компании и иметь опыт в сфере обращения с отходами.

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

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

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

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

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

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, 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 от29.10.2010 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 четыреуровней 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 источникии 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.

Таблица1.8-1-Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействияи нарушения)	**Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений**
Пространственный масштаб воздействия	
Локальный(1)	Площадь воздействия до 1км2, воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
Ограниченный(2)	Площадь воздействия до10 км2, воздействие на удалени и до 1 км от линейного объекта
Территориальный(3)	Площадь воздействия от 10 до 100 км2, воздействие на удалении от 1 до10 км от линейного объекта
Региональный(4)	Площадь воздействия более 100 км2, воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный(1)	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
Среднейпродолжительности(2)	Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года
Продолжительный(3)	Воздействия отмечаются впериод от 1 до3 лет
Многолетний(постоянный)(4)	Воздействия отмечаются впериод от 3 лети более
Интенсивностьвоздействия(обратимостьизменения)	
Незначительный(1)	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости

Слабый(2)	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
Умеренный(3)	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов Природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
Сильный(4)	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Низкая(1-8)	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или безсмягчения), а также находится в Пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
Средняя(9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная отпорогового значения, Ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего у законенный предел.
Высокая(28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузкина компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных /чувствительных ресурсов

Таблица1.8-2-Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

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

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

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

Для каждого компонента социально-экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются поградациям. 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 воздействияи 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
Временноймасштабвоздействия	
Нулевое(0)	Воздействие отсутствует
Кратковременное(1)	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
Среднейпродолжительности(2)	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше3–хмесяцев)до1года
Долговременное(3)	Воздействиепроявляетсявтечениепродолжительногопериода(больше1года,номеньше3-хлет).Обычноохватываетвременныерамкистроительстваобъектов проекта
Продолжительное(4)	Продолжительностьвоздействияот3-хдо5лет.Обычносоответствуетвыводуобъектанапроектнуюмощность
Постоянное(5)	Продолжительностьвоздействияболее5лет
Интенсивностьвоздействия(обратимостьизменения)	
Нулевое(0)	Воздействиеотсутствует
Незначительное(1)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проектаколебаниямизменчивости этогопоказателя
Слабое(2)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономическойсферепревышаютсуществующиетенденциивизмененииусловийпроживаниявнаселенных пунктах
Умеренное(3)	Положительныеи отрицательныеотклонения всоциально-экономическойсферепревышаютсуществующиеусловиясреднерайонного уровня
Значительное(4)	Положительныеи отрицательныеотклонения всоциально-экономическойсферепревышаютсуществующиеусловиясреднеобластного уровня
Сильное(5)	Положительные и отрицательныеотклонения всоциально-экономическойсферепревышаютсуществующиеусловия 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 по средством 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 вт аблице 1.8-4.

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

режиме

Итоговыйбалл	Итоговое воздействие
Отплюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
Отплюс 6 до плюс10	Среднее положительное воздействие
Отплюс 11до плюс15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
Отминус 1до минус5	Низкое отрицательное воздействие
Отминус 6 до минус10	Среднее отрицательное воздействие
Отминус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду

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

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

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

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

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

Проектные начальные дебиты скважин по нефти обоснованы исходя из результатов испытаний и опробовании скважин.

Ниже приведено описание основных положений, рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки.

Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте разработки выделенные эксплуатационные объекты (кроме III объекта) планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

Ожидается проявление упруговодонапорного режима работы залежей.

Объекты планируются к эксплуатации существующим фондом, без бурения дополнительных скважин.

Для ввода в эксплуатацию горизонта J2(объект II) планируется расконсервация скважины 12 в 2028 году.

На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4.

Вариант 2 (альтернативный). В рассматриваемом варианте разработки планируется бурение дополнительных добывающих скважин (вертикальных)

I объект –бурение двух добывающих скважин, по одной в год, начиная с 2025 года, по одной скважине в год, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

II объект –аналогичен первому варианту, разработка запланирована с 2028 года, расконсервацией скважины 12, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

III объект- На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4.

IV объект запланировано бурение2 добывающих вертикальных скважин, в 2026-2027 годах, по одной скважине в год, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

V объект-запланировано бурение добывающей вертикальной скважины в 2027 году, объект планируется разрабатывать на естественном режиме.

Вариант 3 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте разработки выделенные эксплуатационные объекты (III и IV) планируется эксплуатировать с поддержанием пластовой энергии, путем закачки воды в продуктивные пласты.

Режим работы залежей – искусственный водонапорный режим (III и IV).

I объект – бурение четырех добывающих скважин, одна добывающая скважина 30 в 2026 году (вертикальная), две добывающие скважины 28 и 31 (вертикальные) в 2027 году, и одна скважина 29 (вертикальная) в 2028 году.

II объект –аналогичен первому варианту, разработка запланирована с 2028 года, расконсервацией скважины 12, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

III объект - На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4, в 2024 году. Также запланировано бурение одной добывающей скважины 32 (вертикальной) в 2030 году;

IV объект - запланировано бурение 1 горизонтальной скважины 33 (2028 год). В следующем 2029 году запланировано бурение 1 добывающей вертикальной скважины 34, а также бурение одной нагнетательной скважины 37. Далее, в 2030 году запланировано бурение одной нагнетательной скважины 38. В 2031 году также запланировано бурение вертикальной добывающей скважины 35. Объект запланирован к эксплуатации с ППД;

V объект - запланировано бурение добывающей горизонтальной скважины 36 в 2029 году, также дополнительно будет пробурена одна добывающая вертикальная скважины 39 в 2031 году. Объект планируется разрабатывать на естественном режиме.

Таким образом, по рекомендуемому варианту запланировано бурение 10 добывающих скважин и 2 нагнетательных.

Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществлялся из набора расчетных вариантов, отличающихся системами разработки, фондом скважин, обеспечивающих разную технологическую и экономическую эффективность разработки эксплуатационного объекта.

Таблица 1.8.2-1. Программа планируемых работ по 3 варианту (рекомендуемого)

Скважина	Год	Мероприятие
BS-9	2024	Выбытие скважин
4	2024	ввести в нагнетание переводом под ППД
30	2026	ввод из бурения ВС
28	2027	ввод из бурения ВС
29	2028	ввод из бурения ВС
31	2027	ввод из бурения ВС
12	2028	Расконсервация скважины
32	2030	ввод из бурения ВС
34	2029	ввод из бурения ВС
35	2031	ввод из бурения ВС
39	2031	ввод из бурения ВС
33	2028	ввод из бурения ГС
36	2029	ввод из бурения ГС
37	2029	Нагнетательные
38	2030	Нагнетательные

Описание технологических процессов

Продукция эксплуатационных скважин механизированным способом добычи направляется через выкидные линии на групповые замерные установки ГЗУ расположенные в местах наибольшей концентрации скважин.

Со скважин продукция поступает на ГЗУ, где предусмотрен замер дебита жидкости индивидуально по скважинам вручную в калиброванной замерной (тестовой) емкости.

Нефтяная эмульсия, добываемая из скважин под устьевым давлением по герметизированной однотрубной системе с Р=0,5МПа поступает на подземные емкости групповых замерных установок ГЗУ. Жидкость из ГЗУ поступает в НГС-1 и оделяется в газ, который поступает в ГС-1 отделившийся газ частично подается на печь – подогрева ПП-1, частично на факельную линию.

Нефть поступает в ОГ- 50 м^3 отстойника нефти, где отделяется основное количество воды, которые поступает в ёмкость РГС-75м^3. Дальше техническая вода закачивается насосами НБ-125 распределяется на нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД). Сырая нефть через переточную линию резервуара РВС №2 насосом К80-50-200 перекачивается в РВС №1 (V-400м^3), где происходит сбор нефти. После наполнения РВС №1 сырая нефть с помощью насоса НБ-50 перекачивается через печь подогрева нефти ПП-0,63 в РВС №2 (V-400м^3) для дальнейшей подготовки, где нагревается до температуры +60-65˚С и попутно с помощью дозировочного насоса добавляется деэмульгатор, предназначенный для обезвоживания и обессоливания нефти.

После заполнения и подготовки нефтис резервуара отбирается проба нефти для определения содержания хлористой соли и воды. При достижении положительных результатов химического анализа нефть хранится в РВС №2 или для дальнейшей транспортировки.

Все емкости, работающие под давлением, оборудованы предохранительными клапанами.

К нефтесборным сетям относятся выкидные линии от скважин до ГЗУ и коллекторы от ГЗУ до

ЦППН. Все нефтепроводы распложены подземно на глубине 1м. и изолированы изоляционной пленкой ПХЛ с предварительным нанесением на поверхности трубы антикоррозийной грунтовки Праймер.

Воздействие на атмосферный воздух

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

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

ПРИ БУРЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

На этапе бурения добывающих скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 33 единиц, из них 18 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 15 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002-0003, Дизель генератор B8L- N-372 кВт (БУ);
- ист. N 0004-0006, Дизельный двигатель G12V190PZL N-810 кВт;
- ист. N 0007-0008, Дизельный генератор DBL - 160 N-160кВт (вах.пос);
- ист. N 0009, Котельная установка ПКН-2М;
- ист. N 0010, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0011, Передвижная паровая установка (ППУ);
- ист. N 0012, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0013, Дизельгенератор (при освещение);
- ист. N 0014, Дизельный двигатель УПА 60/80 (ЯМЗ-238);
- ист. N 0015, Паровой котел Бойлер;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Расчет выбросов пыли, образуемой при погрузочно-разгрузочных работах;
- ист. N 6003, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Узел приготовления цементного раствора
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6008, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6010, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6011, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6012, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6013, Буровой насос;
- ист. N 6014, Ремонтно-механическая мастерская;
- ист. N 6015, Емкость для нефти;
- ист. N 6016, Насос для нефти;
- ист. N 6017, Устье скважины;
- ист. N 6018, Дренажная емкость.

Ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве добывающих скважин:

- на 2026 год (при бурении 1-ой скважины №30) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн,
- на 2027 год (при бурении 2-х скважин №28, 31) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн,
- на 2028 год (при бурении 2-х скважин №33 и 29) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн,
- на 2029 год (при бурении 2-х скважин №34 и 36) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн,
- на 2030 год (при бурении 1-ой скважины №32) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн,
- на 2031 год (при бурении 2-х скважин №35 и 39) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн.

ПРИ БУРЕНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

На этапе бурения добывающих скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 33 единиц, из них 18 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 15 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002-0003, Дизель генератор B8L- N-372 кВт (БУ);
- ист. N 0004-0006, Дизельный двигатель G12V190PZL N-810 кВт;
- ист. N 0007-0008, Дизельный генератор DBL - 160 N-160кВт (вах.пос);
- ист. N 0009, Котельная установка ПКН-2М;
- ист. N 0010, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0011, Передвижная паровая установка (ППУ);
- ист. N 0012, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0013, Дизельгенератор (при освещение);
- ист. N 0014, Дизельный двигатель УПА 60/80 (ЯМЗ-238);
- ист. N 0015, Паровой котел Бойлер;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Расчет выбросов пыли, образуемой при погрузочно-разгрузочных работах;
- ист. N 6003, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Узел приготовления цементного раствора
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6008, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6010, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6011, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6012, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6013, Буровой насос;
- ист. N 6014, Ремонтно-механическая мастерская;
- ист. N 6015, Емкость для нефти;
- ист. N 6016, Насос для нефти;
- ист. N 6017, Устье скважины;
- ист. N 6018, Дренажная емкость.

При бурении нагнетательных скважин ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу:

- на 2029 год (от 1-ой скважины №37) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн,
- на 2030 год (от 1-ой скважины №38) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн.

ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИНЫ

На этапе ввода из консервации скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 25 единиц, из них 13 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 12 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельгенератор;
- ист. N 0002, Дизельный генератор CAT C15;
- ист. N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0004, Дизельный двигатель CAT 3406;
- ист. N 0005, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0006, Дизельный генератор (вах.пос);
- ист. N 0007, Дизельный двигатель CAT C15 мощность 392 кВт;
- ист. N 0008, Привод силового блока;
- ист. N 0009, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0010, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0011, Двигатель двигатель ЯМЗ -238
- ист. N 0012, Дизельгенератор АД-200 (освещение)

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Разработка грунта экскаватором;
- ист. N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы;

- ист. N 6003, Сварочные работы;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Разработка грунта бульдозером (ПРС);
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6008, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Емкость для нефти;
- ист. N 6012, Насос для нефти;
- ист. N 6013, Устье скважины.

При расконсервации скважины №12 ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу на 2028 год составит: 17.4500556213 г/сек и 63.6985366406 т/ период.

В ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

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

На период регламентной работы нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в год максимальной добычи (2032 г. добыча нефти составляет 34,5 тыс. тонн) количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 54 источников выбросов, из них организованных источников - 13, неорганизованных источников – 41.

Организованные источники:
- ист. N 0101 - 0102, Печь подогрева нефти ПП-0,63;
- ист. N 0103, Дежурная горелка;
- ист. N 0104, Продувка факельного ствола
- ист. N 0105, Котел Буран;
- ист. N 0106 -0107, Дизель генератор мощность 300 и 450 кВт;
- ист. N 0108-0109, ДЭС резерв.

При КРС скважин являются:
- ист. N 0110 – дизельный двигатель АР-32/40;
- ист. N 0111 – дизельный двигатель АР-32;
- ист. N 0112, Дизель генератор мощность 300 и 450 кВт;
- ист. N 0113 – цементировочный агрегат, «ЦА-320 М».

Неорганизованные источники:
- ист. N 6101, Выкидные линии;
- ист. N 6102, ГЗУ №1;
- ист. N 6103, ГЗУ №2;
- ист. N 6104, Нефтегазосепаратор;
- ист. N 6105, Газовый сепаратор;
- ист. N 6106, Отстойник нефти;
- ист. N 6107, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6108, РВС № 1 - 400 м3;
- ист. N 6109, РВС №2 - 400 м3;
- ист. N 6111, Нефтеналивная эстакада;
- ист. N 6112- 6113, Насос технический;
- ист. N 6114, Дренажная емкость;
- ист. N 6115-6117, Насос НБ-125 и НБ-50;
- ист. N 6118, Дренажная емкость;
- ист. N 6119-6139, Устье скважин.

При КРС скважин являются:
- ист. N 6140 – Краз наливной;
- ист. N 6141 – емкость для хранения дизельного топлива.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2032 год) общий будет составлять: 22.104995774г/сек и 574.74208539 тонн в год.

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

Таблица 1.8-1

ЭРА v3.0

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 1-ой дабывающей скважины (№30) на 2026 год

Жылыойский район, ПР_Биикжал_бурение добывающих скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Значение М/ЭНК
							От 1-ой скважины		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00564	0.00321	0.08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000486	0.000276	0.276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.97497297	116.56756	664.189
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.200326334	73.106111217	71.9538917
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.451302777	21.68175	33.635
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.567926666	26.49965	129.993
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.008779153	0.00612459	0.76557375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6.511364445	36.06429	8.68809667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000396	0.000225	0.045
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	0.00174	0.00099	0.033
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00859578	0.00406225	0.00016249
0410	Метан (727*)				50		0.04581115	0.0257658	0.00051532
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.01238778	0.0462364	0.00308243
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0.2938993	1.4941926	0.02988385
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.025917	0.498303	0.0166101
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00030746	0.006381	0.06381

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0.2			3	0.00009662	0.0020071	0.0100355
0621	Метилбензол (349)			0.6			3	0.00019323	0.0040143	0.0066905
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)				0.000001		1	0.000011736	0.000044718	44.718
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)			0.05	0.01		2	0.112866666	0.404525	40.4525
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)					0.05		0.00001625	0.0000731	0.001462
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			1			4	2.735524113	39.882495	9.882495
2902	Взвешенные частицы (116)			0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.034608
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)			0.3	0.1		3	0.029099	0.2046	0.2046
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)					0.04		0.0046	0.002448	0.0612
	В С Е Г О :							15.00326043	316.5105901753	1005.14447

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

ЭРА v3.0

Таблица 1.8-2

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 2-х дабывающих скважин (№28, 31) на 2027 год

Жылыойский район, ПР_Биикжал_бурение добывающих скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Значение М/ЭНК
							От 1-ой скважины		От 2-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	0.00564	0.00321	0.00564	0.00642	0.08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000486	0.000276	0.000486	0.000552	0.276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота		0.2	0.04		2	1.97497297	116.56756	7.386623666	233.13512	664.189

	диоксид) (4)										
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.200326334	73.106111217	1.200326334	146.212222434	71.9538917
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.451302777	21.68175	0.451302777	43.3635	33.635
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.567926666	26.49965	1.567926666	52.9993	129.993
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.008779153	0.00612459	0.008779153	0.01224918	0.76557375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6.511364445	36.06429	6.511364445	72.12858	8.68809667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000396	0.000225	0.000396	0.00045	0.045
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	0.00174	0.00099	0.00174	0.00198	0.033
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00859578	0.00406225	0.00859578	0.0081245	0.00016249
0410	Метан (727*)				50		0.04581115	0.0257658	0.04581115	0.0515316	0.00051532
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.01238778	0.0462364	0.01238778	0.0924728	0.00308243
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0.2938993	1.4941926	0.2938993	2.9883852	0.02988385
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.025917	0.498303	0.025917	0.996606	0.0166101
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00030746	0.006381	0.00030746	0.012762	0.06381
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00009662	0.0020071	0.00009662	0.0040142	0.0100355
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00019323	0.0040143	0.00019323	0.0080286	0.0066905
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000011736	0.000044718	0.000011736	0.000089436	44.718
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.112866666	0.404525	0.112866666	0.80905	40.4525
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.0000731	0.00001625	0.0001462	0.001462
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2.735524113	39.882495	2.735524113	79.76499	9.882495
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.011	0.0103824	0.034608
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских		0.3	0.1		3	0.029099	0.2046	0.029099	0.4092	0.2046

	месторождений) (494)										
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0046	0.002448	0.0046	0.004896	0.0612
	В С Е Г О :						15.00326043	316.5105901753	30.00652086	633.02118035	1005.14447

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

ЭРА v3.0

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 2-х дабывающих скважин (№29, 33) на 2028 год

Жылыойский район, ПР_Биикжал_бурение добывающих скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь-ная разо-вая, мг/м3	ПДК среднесу-точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Значение М/ЭНК
							От 1-ой скважины		От 2-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	0.00564	0.00321	0.00564	0.00642	0.08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000486	0.000276	0.000486	0.000552	0.276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.97497297	116.56756	7.386623666	233.13512	664.189
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.200326334	73.106111217	1.200326334	146.212222434	71.9538917
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.451302777	21.68175	0.451302777	43.3635	33.635
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.567926666	26.49965	1.567926666	52.9993	129.993
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.008779153	0.00612459	0.008779153	0.01224918	0.76557375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6.511364445	36.06429	6.511364445	72.12858	8.68809667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000396	0.000225	0.000396	0.00045	0.045
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	0.00174	0.00099	0.00174	0.00198	0.033

0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00859578	0.00406225	0.00859578	0.0081245	0.00016249
0410	Метан (727*)				50		0.04581115	0.0257658	0.04581115	0.0515316	0.00051532
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.01238778	0.0462364	0.01238778	0.0924728	0.00308243
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0.2938993	1.4941926	0.2938993	2.9883852	0.02988385
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.025917	0.498303	0.025917	0.996606	0.0166101
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00030746	0.006381	0.00030746	0.012762	0.06381
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00009662	0.0020071	0.00009662	0.0040142	0.0100355
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00019323	0.0040143	0.00019323	0.0080286	0.0066905
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000011736	0.000044718	0.000011736	0.000089436	44.718
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.112866666	0.404525	0.112866666	0.80905	40.4525
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.0000731	0.00001625	0.0001462	0.001462
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2.735524113	39.882495	2.735524113	79.76499	9.882495
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.011	0.0103824	0.034608
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	0.029099	0.2046	0.029099	0.4092	0.2046
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0046	0.002448	0.0046	0.004896	0.0612
	В С Е Г О :						15.00326043	316.5105901753	30.00652086	633.02118035	1005.14447

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 1.8-4

ЭРА v3.0

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 2-х дабывающих скважин (№34, 36) на 2029 год

Жылыойский район, ПР_Биикжал_бурение добывающих скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая	ПДК среднесуточная,	ОБУВ, мг/м3	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)	Значение М/ЭНК

			вая, мг/м3	мг/м3		ЗВ	От 1-ой скважины		От 2-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	0.00564	0.00321	0.00564	0.00642	0.08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000486	0.000276	0.000486	0.000552	0.276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.97497297	116.56756	7.386623666	233.13512	664.189
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.200326334	73.106111217	1.200326334	146.212222434	71.9538917
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.451302777	21.68175	0.451302777	43.3635	33.635
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.567926666	26.49965	1.567926666	52.9993	129.993
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.008779153	0.00612459	0.008779153	0.01224918	0.76557375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6.511364445	36.06429	6.511364445	72.12858	8.68809667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000396	0.000225	0.000396	0.00045	0.045
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	0.00174	0.00099	0.00174	0.00198	0.033
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00859578	0.00406225	0.00859578	0.0081245	0.00016249
0410	Метан (727*)				50		0.04581115	0.0257658	0.04581115	0.0515316	0.00051532
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.01238778	0.0462364	0.01238778	0.0924728	0.00308243
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0.2938993	1.4941926	0.2938993	2.9883852	0.02988385
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.025917	0.498303	0.025917	0.996606	0.0166101
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00030746	0.006381	0.00030746	0.012762	0.06381
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00009662	0.0020071	0.00009662	0.0040142	0.0100355
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00019323	0.0040143	0.00019323	0.0080286	0.0066905
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000011736	0.000044718	0.000011736	0.000089436	44.718
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.112866666	0.404525	0.112866666	0.80905	40.4525
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.0000731	0.00001625	0.0001462	0.001462
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19		1			4	2.735524113	39.882495	2.735524113	79.76499	9.882495

	(в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)										
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.011	0.0103824	0.034608
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	0.029099	0.2046	0.029099	0.4092	0.2046
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0046	0.002448	0.0046	0.004896	0.0612
	В С Е Г О :						15.00326043	316.5105901753	30.00652086	633.02118035	1005.14447

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 1.8-5

ЭРА v3.0

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 1-ой дабывающей скважины (№32) на 2030 год

Жылыойский район, ПР_Биикжал_бурение добывающих скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь-ная разо-вая, мг/м3	ПДК среднесу-точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Значение М/ЭНК
							От 1-ой скважины		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00564	0.00321	0.08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000486	0.000276	0.276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.97497297	116.56756	664.189
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.200326334	73.106111217	71.9538917
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.451302777	21.68175	33.635
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.567926666	26.49965	129.993
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.008779153	0.00612459	0.76557375
0337	Углерод оксид (Окись углерода,		5	3		4	6.511364445	36.06429	8.68809667

	Угарный газ) (584)								
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000396	0.000225	0.045
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	0.00174	0.00099	0.033
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00859578	0.00406225	0.00016249
0410	Метан (727*)				50		0.04581115	0.0257658	0.00051532
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.01238778	0.0462364	0.00308243
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0.2938993	1.4941926	0.02988385
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.025917	0.498303	0.0166101
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00030746	0.006381	0.06381
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00009662	0.0020071	0.0100355
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00019323	0.0040143	0.0066905
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000011736	0.000044718	44.718
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.112866666	0.404525	40.4525
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.0000731	0.001462
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2.735524113	39.882495	9.882495
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.034608
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	0.029099	0.2046	0.2046
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0046	0.002448	0.0612
	В С Е Г О :						15.00326043	316.5105901753	1005.14447

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 1.8-6

ЭРА v3.0

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 2-х дабывающих скважин (№35,39) на 2031 год

Жылыойский район, ПР_Биикжал_бурение добывающих скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с (От 1-ой скважины)	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М) (От 1-ой скважины)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с (От 2-х скважин)	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М) (От 2-х скважин)	Значение М/ЭНК
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	0.00564	0.00321	0.00564	0.00642	0.08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000486	0.000276	0.000486	0.000552	0.276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.97497297	116.56756	7.386623666	233.13512	664.189
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.200326334	73.106111217	1.200326334	146.212222434	71.9538917
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.451302777	21.68175	0.451302777	43.3635	33.635
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.567926666	26.49965	1.567926666	52.9993	129.993
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.008779153	0.00612459	0.008779153	0.01224918	0.76557375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6.511364445	36.06429	6.511364445	72.12858	8.68809667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000396	0.000225	0.000396	0.00045	0.045
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	0.00174	0.00099	0.00174	0.00198	0.033
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00859578	0.00406225	0.00859578	0.0081245	0.00016249
0410	Метан (727*)				50		0.04581115	0.0257658	0.04581115	0.0515316	0.00051532
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.01238778	0.0462364	0.01238778	0.0924728	0.00308243
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		0.2938993	1.4941926	0.2938993	2.9883852	0.02988385
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.025917	0.498303	0.025917	0.996606	0.0166101
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00030746	0.006381	0.00030746	0.012762	0.06381
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-		0.2			3	0.00009662	0.0020071	0.00009662	0.0040142	0.0100355

	изомеров) (203)										
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00019323	0.0040143	0.00019323	0.0080286	0.0066905
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000011736	0.000044718	0.000011736	0.000089436	44.718
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.112866666	0.404525	0.112866666	0.80905	40.4525
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.0000731	0.00001625	0.0001462	0.001462
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2.735524113	39.882495	2.735524113	79.76499	9.882495
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.011	0.0103824	0.034608
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	0.029099	0.2046	0.029099	0.4092	0.2046
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0046	0.002448	0.0046	0.004896	0.0612
	В С Е Г О :						15.00326043	316.5105901753	30.00652086	633.02118035	1005.14447

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 1.8-7

ЭРА v3.0

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 1-ой нагнетательной скважины на 2029 и 2030 годы

Жылыойский район, ПР_Биикжал_бурение нагнетательных скважин (37,38)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Значение М/ЭНК
							От 1-ой скважины		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00564	0.00321	0.08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000486	0.000276	0.276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.97497297	116.56756	664.189

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.4	0.06		3	1.200326334	73.106111217	71.9538917
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.15	0.05		3	0.451302777	21.68175	33.635
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.5	0.05		3	1.567926666	26.49965	129.993
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.008			2	0.008779153	0.00612459	0.76557375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			5	3		4	6.511364445	36.06429	8.68809667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)			0.02	0.005		2	0.000396	0.000225	0.045
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	0.00174	0.00099	0.033
0405	Пентан (450)			100	25		4	0.00859578	0.00406225	0.00016249
0410	Метан (727*)					50		0.04581115	0.0257658	0.00051532
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)			15			4	0.01238778	0.0462364	0.00308243
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)					50		0.2938993	1.4941926	0.02988385
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)					30		0.025917	0.498303	0.0166101
0602	Бензол (64)			0.3	0.1		2	0.00030746	0.006381	0.06381
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)			0.2			3	0.00009662	0.0020071	0.0100355
0621	Метилбензол (349)			0.6			3	0.00019323	0.0040143	0.0066905
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)				0.000001		1	0.000011736	0.000044718	44.718
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)			0.05	0.01		2	0.112866666	0.404525	40.4525
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)					0.05		0.00001625	0.0000731	0.001462
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			1			4	2.735524113	39.882495	9.882495
2902	Взвешенные частицы (116)			0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.034608
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)			0.3	0.1		3	0.029099	0.2046	0.2046

2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0046	0.002448	0.0612
	В С Е Г О :						15.00326043	316.5105901753	1005.14447

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 1.8-8

ЭРА v3.0

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при расконсервации скважины 12 на 2028 год

Жылыойский район, ПР_Биикжал_расконсервация скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь-ная разо-вая, мг/м3	ПДК среднесу-точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Значение М/ЭНК
							вывод из консервации 1-ой скважины		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.01114	0.001283	0.032075
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000958	0.0001104	0.1104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	6.471650001	19.401104	485.0276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.051642999	3.1526794	52.5446567
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.42125	1.21256	24.2512
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.011000001	3.0314	60.628
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000904112	0.01499643	1.87455375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	5.237349999	15.764876	5.25495867
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000781	0.00009	0.018
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	0.00344	0.000396	0.0132
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.000859	0.0146919	0.00058768
0410	Метан (727*)				50		0.004575	0.0782423	0.00156485
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.001238	0.0211671	0.00141114
0415	Смесь углеводородов предельных				50		0.024938	0.428134	0.00856268

	C1-C5 (1502*)								
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.0016261	0.02843	0.00094767
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.000021238	0.0003712	0.003712
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.000006679	0.0001166	0.000583
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.000013348	0.0002332	0.00038867
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000010111	0.000033348	33.348
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.101100001	0.30314	30.314
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	2.488119001	8.213636	8.213636
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	0.617416781	0.013682	0.13682
	В С Е Г О :						17.450055621	63.6985366406	701.786318

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 1.8-9

ЭРАv3.0

Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (на максимальный год добычи 2032 г.)

Жылыойский район, ПР Биикжал

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь-ная разо-	ПДК среднесу-точная,	ОБУВ, мг/м3	Класс опас-ности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год	Значение М/ЭНК

			вая, мг/м3	мг/м3		ЗВ		(М)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	5.148635326	172.462648134	1811.5662
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	2.51165074	111.775375322	196.256255
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.220262773	55.033206778	100.664136
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.45405	60.1274064	202.548128
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.017778289	0.273437315	34.1796644
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2.781427721	66.387067778	22.1290226
0402	Бутан (99)		200			4	0.00733	0.233807	0.00116903
0403	Гексан (135)		60			4	0.00245	0.0781716	0.00130286
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.0166966	0.3254727	0.01301891
0410	Метан (727*)				50		0.198113292	15.172695094	0.1034539
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.025118	0.5049028	0.03366019
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)				50		3.83034	25.2380588	0.30476118
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		1.286933	13.3058012	0.11019337
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.01680692	0.043096	0.43096
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00528384	0.0135494	0.067747
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.01055766	0.0270908	0.04515133
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.0000045	0.00011	110
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.483891112	0.9999999	100
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3.087666001	52.740188269	24.0013969
	В С Е Г О :						22.104995774	574.74208539	3602.45622

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

Передвижные источники загрязнения

ИТОГОВЫБРОСЫОТСТОЯНКИАВТОМОБИЛЕЙ

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

Максимальные разовые выбросы достигнуты в переходный период

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

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

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

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

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

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

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики

и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

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

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Расчет рассеивания 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.

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

Город :010 Жылыойский район.
Объект :0069 Биикжал_ПР_эксплуатация.
Вар.расч. :1 существующее положение (2032 год)

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Территория предприяти я	Колич ИЗА	ПДК(ОБУВ) мг/м3	Класс опасн
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.048719	0.043046	0.000487	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.023428	0.020338	0.000318	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.012783	0.011083	0.000054	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.016886	0.014617	0.000239	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.5000000	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.073626	0.065909	0.000355	нет расч.	нет расч.	нет расч.	27	0.0080000	2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.009362	0.008115	0.000130	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	5.0000000	4
0402	Бутан (99)	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	200.000000	4
0403	Гексан (135)	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	60.0000000	4
0405	Пентан (450)	Cm<0.05	Cm<0.05	Cm<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	21	100.000000	4
0410	Метан (727*)	0.000101	0.000090	0.000001	нет расч.	нет расч.	нет расч.	23	50.0000000	-
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000055	0.000050	0.000000	нет расч.	нет расч.	нет расч.	21	15.0000000	4
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002547	0.002278	0.000012	нет расч.	нет расч.	нет расч.	29	50.0000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.001427	0.001276	0.000007	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	30.0000000	-
0602	Бензол (64)	0.001864	0.001667	0.000009	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.3000000	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000879	0.000786	0.000004	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.2000000	3
0621	Метилбензол (349)	0.000585	0.000523	0.000003	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.6000000	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.004390	0.003811	0.000019	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	0.0000100*	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.016642	0.014395	0.000238	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	0.0500000	2
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.020114	0.017398	0.000288	нет расч.	нет расч.	нет расч.	8	1.0000000	4
05	0301 + 0337 + 0403 + 1325	0.074740	0.065571	0.000854	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11		
07	0301 + 0330	0.065643	0.057672	0.000725	нет расч.	нет расч.	нет расч.	12		
37	0333 + 1325	0.083640	0.075570	0.000459	нет расч.	нет расч.	нет расч.	31		
44	0330 + 0333	0.083883	0.075792	0.000461	нет расч.	нет расч.	нет расч.	34		

Примечания:
1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Cm - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДКмр(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДКсс.
4. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДКмр.

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

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

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

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

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

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия от 10 до 100 км2 для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;

- временной масштаб воздействия – постоянный (4) – продолжительность воздействия более 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия

на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

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

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

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

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

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

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

Частота проведения контроля – 1 раз в квартал.

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

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

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

Воздействие на водные объекты

Источниками водоснабжения на месторождении Биикжал являются:

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

Использование воды с водных ресурсов не предусматривается.

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

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

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ

Расчет водопотребления на период строительства 1 скважины

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

За всё время проведения работ на рассматриваемом объекте будет задействовано 80 ед. персонала.
Изних: в периодстроительно-монтажныхработ - 25 чел.

в период бурения и крепления - 40 чел.
в периодиспытания - 15 чел.
Расход воды на питьевые нужды в период СМР составит:
Qсут = 0,625 м3/сут
Q = q*n*tp*0,001 = 25*25*13*0,001 = 8,125 м3/год
где q - где норма расхода воды на 1 чел. в сутки - 25л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил. 3 п.23)
n - количество задействованного персонала, 25 чел;
tp - количество рабочих дней в году, 13 дн.
Расход воды на питьевые нужды в период бурения и крепления составит:
Qсут = 1 м3/сут
Q = q*n*tp*0,001 = 25*40*45*0,001 = 45 м3/год
Расход воды на питьевые нужды в период испытания составит:
Qсут = 0,375 м3/сут
Q = q*n*tp*0,001 = 25*15*104,3*0,001 = 39,1125 м3/год
Итоговый расход воды на питьевые нужды составит:
Qср.сут. = 0,625+1+0,375 = 2 м3/сут
Q = 8,125+45+39,1125 = 92,2375 м3/год

Расчет расхода воды на столовую
На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 25 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 25 чел. * 3 бл. = 75 блюд.
Кухни в столовой оснащены раковинами, моечными ваннами, рабочими столами. Норма водопотребления, согласно СНиП РК 4.01-41-2006, приложение 3 п.18.1 на 1 блюдо составляет 16 л, из них 4 л - на приготовление пищи и 12 л - на мытье посуды, оборудования и продуктов.
Времяработысоставит 162,3 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:
Qсут = 4л * 75/1000 = 0,3 м3/сут
Q = 0,3 * 162,3 дн = 48,69 м3/год
Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:
Qсут = 12л * 75/1000 = 0,9 м3/сут
Q = 0,9 * 162,3 дн = 146,07 м3/год
Расчет расхода воды на бытовые помещения
Qсут = 4 м3/сут
Q = q*n*m*tp*0,001 = 500*4*2*162,3*0,001 = 649,2 м3/год,
где q - норма расхода воды на 1 душевую - 500 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.21)
n - количестводушевыхсеток, 4;
m - количество смен в сутки, 2;
tp - количество рабочих дней в году, 162,3
Расчет расхода воды на прачечную
Qсут = 0,231 м3/сут
Q = q*m*tp*0,001 = 75*160*52*0,001 = 624 м3/год
где q - норма расхода воды на 1 кг сух. белья - 75 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п20.1)
m - масса сух. белья, 160 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);
tp - количестворабочикнедель, 52.
Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог
Qсут = 0,85 м3/сут
Q = q*S*n*0,001 = 0,5*1700*10*0,001 = 8,5 м3/год
где q - удельный расход воды на поливку - 0,5 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.24.2)
S - площадь грейдерных дорог, 1700м2;
n - количество поливов в год, 10.
Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений
Qсут = 0,2525 м3/сут
Q = q*S*n*0,001 = 0,5*505*246*0,001 = 62,115 м3/год

где q - удельный расход воды на поливку - 0,5 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.24.2)
S - площадьуборки, 505м2;
n - количество поливов в год, 246.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования

при норме расхода 1 м3/сут
Q = q*t = 1*162,3 = 162,3 м3
tp - количестводней, 162,3.

Расчетбуровыхсточныхвод

Vбсв = 0,25* Vобр, (согласно, методике расчета ПМООС от 03.05.2012 №129)
где Vобр - объем отраб. бурового
раствора
Vбсв = 2*Vобр = 2*368,11= 736,22 м3
Qсут = 14,7244 м3/сут

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

Таблица 1.8-3. Баланс водопотребление и водоотведение на период бурения добывающих скважин

Год	Количество скважин	Расход воды на скважину, м3, для:					
		питьевых нужд	Хоз.бытовые нужды	Столовая	Прачечная	Непредвиденные расходы, 5%	Тех. нужды
2026	1	71,54	862,0	268,2	292,0	71,54	2066,3
2027	2	143,08	1724	536,4	584,0		4132,6
2028	2	143,08	1724	536,4	584,0		4132,6
2029	2	143,08	1724	536,4	584,0		4132,6
2030	1	71,54	862	268,2	292,0		2066,3
2031	2	143,08	1724	536,4	584,0		4132,6

Таблица 1.8-4. Баланс водопотребление и водоотведение на период бурения нагнетательных скважин

Год	Количество скважин	Расход воды на скважину, м3, для:					
		питьевых нужд	Хоз.бытовые нужды	Столовая	Прачечная	Непредвиденные расходы, 5%	Тех. нужды
2029	1	71,54	862,0	268,2	292,0	71,54	2066,3
2030	1	71,54	862	268,2	292,0		2066,3

При расконсервации скважины - общее потребление хозяйственно-питьевой воды на 1 скважину составит –водопотребление – 1372,024 м3/пер:

из них
- на хоз.бытовые нужды – 262 м3,
столовая – 168,2 м3,
прачечная – 192 м3,
предвиденные расходы, 5% - 25,54 м3,
технические нужны –724,284 м3/период.

Таблица 1.8-4. Баланс водопотребление и водоотведение на период расконсервации скважины

Год	Количество скважин	Расход воды на скважину, м3, для:					
		питьевых нужд	Хоз.бытовые нужды	Столовая	Прачечная	Непредвиденные расходы, 5%	Тех. нужды
2028	1	25,54	262,0	168,2	192,0	25,54	724,284

<u>На период разработки месторождения</u>

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала
Расход воды на питьевые нужды составит:
Qсут = 0,5 м3/сут
Q = q*n*tp*0,001 = 25*20*365*0,001 = 182,5 м3/год
где q - где норма расхода воды на 1 чел. в сутки - 25л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил. 3 п.23)
n - количество задействованного персонала, 80 чел;

tp - количество рабочих дней в году, 365 дн.

Расчет расхода воды на столовую

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

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

Расход воды на приготовление пищи составит:

Qсут = 4л * 60/1000 = 0,24 м3/сут

Q = 0,24 * 365 дн = 87,6 м3/год

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

Qсут = 12л * 60/1000 = 0,72 м3/сут

Q = 0,72 * 365 дн = 262,8 м3/год

Расчет расхода воды на бытовые помещения

Qсут = 4 м3/сут

Q = q*n*m*tp*0,001 = 500*4*2*365*0,001 = 1460 м3/год,

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

n - количество душевых сеток, 4;

m - количество смен в сутки, 2;

Расчет расхода воды на прачечную

Qсут = 0,058 м3/сут

Q = q*m*tp*0,001 = 75*40*52*0,001 = 156 м3/год

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

m - масса сух. белья, 40 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);

tp - количество рабочик недель, 52.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

Qсут = 0,85 м3/сут

Q = q*S*n*0,001 = 0,5*1700*121*0,001 = 102,85 м3/год

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

S - площадь грейдерных дорог, 1700м2;

n - количество поливов в год, 121.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

Qсут = 0,2525 м3/сут

Q = q*S*n*0,001 = 0,5*505*243*0,001 = 61,3575 м3/год

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

S - площадь уборки, 505м2;

n - количество поливов в год, 243.

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

Q = q*t = 1*365 = 365 м3

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

Баланс водопотребления и водоотведения в течении календарного года:

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

Таблица 1.8-4. Баланс водопотребление и водоотведение на период разработки месторождения

№ п/п	Наименованиеводопотребителей (цех,участок)	Расходводынаединицуизмерения,м³/сут				Годовойрасходводы,тыс.м³/пер				Безвозвратное потребл. ипотериводы		Кол-во выпускаемыхсточных воднаед.изм.,м³/сут			Кол-во выпускаемыхсточных водвгод,тысм³/пер		
		Оборот. повтор. использ.вода	Свежейизисточников			Оборот. повтор. использ.вода	Свежейизисточников			На ед.измер. м³/сут	Всего тыс. м³/год	Всего	Втомчисле		Всего	Втомчисле	
			всего	произв. техн.нужды	хоз.питьев. нужды		всего	произв. техн.нужды	хоз.питьев. нужды				произв. техн.стоки	хоз.бытовыестоки		произв. техн.стоки	хоз.бытовые.стоки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	Водапитьевая,привозная																
1	Персонал	-	0,500	-	0,500	-	0,183		0,183	0,020	0,007	0,480	-	0,480	0,175	-	0,175
2	Столовая	-	0,960	0,720	0,240	-	0,350	0,263	0,088	0,192	0,070	0,768	-	0,768	0,280	-	0,280
3	Бытовые помещения	-	4,000	4,000	-	-	1,460	1,460	-	0,104	0,038	3,896	-	3,896	1,422	-	1,422
4	Прачечная	-	0,058	0,058	-	-	0,156	0,156	-	-	-	0,058	-	0,058	0,156	-	0,156
5	Мытьеполов	-	0,253	0,253	-	-	0,061	0,061	-	0,051	0,012	0,202	-	0,202	0,049	-	0,049
ИтогоХозбытовые:			***5,770***	***5,030***	***0,740***		***2,210***	***1,940***	***0,270***	***0,367***	***0,128***	***5,404***		***5,404***	***2,083***		***2,083***
	Водатехническогокачества																
6	Противопожар. резервуар	-	0,010	0,010	-	-	0,100	0,100	-	0,010	0,100	-	-	-	-	-	-
7	Обмыв оборудования	-	1,000	1,000	-	-	0,365	0,365	-	0,200	0,073	0,800	0,800	-	0,292	0,292	-
8	Полив грейд.дорог	-	0,850	0,850	-	-	0,103	0,103	-	0,850	0,103	-	-	-	-	-	-
ИтогоТехнические:			***1,860***	***1,860***			***0,568***	***0,568***		***1,060***	***0,276***	***0,800***	***0,800***		***0,292***	***0,292***	
Итого попредприятию:			**7,630**	**6,890**	**0,740**		**2,778**	**2,508**	**0,270**	**1,427**	**0,403**	**6,204**	**0,800**	**5,404**	**2,375**	**0,292**	**2,083**

Водоотведение.

Водоотведение

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

- хозяйственно-бытовые;
- производственные.

Хозяйственно-бытовые сточные воды. Хозяйственно-бытовые стоки будут собираться в специальные септики (объмом 30 м3), оборудованные в соответствие с санитарными требованиями, с дальнейшим вывозом по договорам специальным автотранспортом на существующие очистные сооружения по договору специализированными организациями. Вывозить на очистные сооружения сточные воды планируется с помощью специализированного транспорта (ассинмашина).

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

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

Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

Оценка влияния объекта на подземные воды

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

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

Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

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

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

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

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

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

Методика ведения мониторинговых исследований подземных вод на должна включать:

- обследование территории установки на предмет выявления очагов поверхностного углеводородного загрязнения – 1 раз в квартал;
- замеры уровней подземных вод – 1 раз в квартал;
- замеры температуры подземных вод и промер глубин скважин – 1 раз в квартал;
- прокачка скважин перед отбором проб воды – 1 раз в квартал;

- отбор проб воды – 1 раз в квартал;
- лабораторные исследования отобранных проб: химический состав и содержание загрязняющих веществ – 1 раз в квартал.

Акт № 307
измерения радиационного контроля окружающей среды

Заявитель: (предприятие): ТОО Khamad Partners
Место измерения: м/р Бишкыл
Дата и время измерения: 20.06.24г.
Обозначение НД на метод измерения: приложение №4 к приказу №194 от 08.09.2011г. «Об утверждении «Методических рекомендаций по радиационной гигиене»

Метеорологические параметры:

№ п/п	Определяемые параметры	Единица измерения	Фактическое значение	Обозначение НД на метод измерения
1	Атмосферное давление	гПа	1021	ГОСТ 12.1.005-88
2	Температура воздуха	°С	34	
3	Влажность воздуха	%	57	
4	Скорость воздушного потока	м/с	2	
5	Направление ветра	румб	В	

Оборудование и приборы: Измеритель производственных параметров окружающей среды «MS6252A» (зав.№ МВНВ011739), Измеритель комбинированный «TESTO» (зав.№ 01537468/805)

Содержание загрязняющих веществ:

№ п/п	Идентификация образца	Точка измерения	Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения, мкЗв/час
1	1	Терр. площадки	0,023 – 0,045
2	2	СЗЗ	0,025 – 0,043

Оборудование и приборы: Радиометр-дозиметр РКС-01Г-СОЛО (зав.№ 17-09)

Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия

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

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

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

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

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

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

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

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

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого

загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов.

Проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды:

1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек зрения, что должно быть обосновано в проектном документе для проведения операций по недропользованию;

2) по предотвращению техногенного опустынивания земель в результате проведения операций по недропользованию;

3) по предотвращению загрязнения недр, в том числе при использовании пространства недр;

4) по охране окружающей среды при приостановлении, прекращении операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений в случаях, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании"

5) по предотвращению ветровой эрозии почвы, отвалов вскрышных и вмещающих пород, отходов производства, их окисления и самовозгорания;

6) по изоляции поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения

7) по предотвращению истощения и загрязнения подземных вод, в том числе применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;

8) по очистке и повторному использованию буровых растворов;

9) по ликвидации остатков буровых и горюче-смазочных материалов экологически безопасным способом;

10) по очистке и повторному использованию нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутрипластового давления месторождений углеводородов.

При проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

1) конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;

2) при бурении и выполнении иных работ в рамках проведения операций по недропользованию с применением установок с дизель-генераторным и дизельным приводом выброс неочищенных выхлопных газов в атмосферный воздух от таких установок должен соответствовать их техническим характеристикам и экологическим требованиям;

3) при строительстве сооружений по недропользованию на плодородных землях и землях сельскохозяйственного назначения в процессе проведения подготовительных работ к монтажу оборудования снимается и отдельно хранится плодородный слой для последующей рекультивации территории;

4) для исключения перемещения (утечки) загрязняющих веществ в воды и почву должна предусматриваться инженерная система организованного накопления и хранения отходов производства с гидроизоляцией площадок;

5) в случаях строительства скважин на особо охраняемых природных территориях необходимо применять только безамбарную технологию;

6) при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов должны предусматриваться меры по уменьшению объемов размещения серы в открытом виде на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду;

7) при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;

8) при применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и других) должны быть приняты меры по предупреждению загазованности

воздушной среды;

9) захоронение пирофорных отложений, шлама и керна в целях исключения возможности их возгорания или отравления людей должно производиться согласно проекту и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения и местными исполнительными органами

10) ввод в эксплуатацию сооружений по недропользованию производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

11) после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;

12) буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулирующими устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;

13) бурение поглощающих скважин допускается при наличии положительных заключений уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, выдаваемых после проведения специальных обследований в районе предполагаемого бурения этих скважин;

14) консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

Запрещаются:

1) допуск буровых растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды

2) бурение поглощающих скважин для сброса промышленных, лечебных минеральных и теплоэнергетических сточных вод в случаях, когда эти скважины могут являться источником загрязнения водоносного горизонта, пригодного или используемого для хозяйственно-питьевого водоснабжения или в лечебных целях;

3) устройство поглощающих скважин и колодцев в зонах санитарной охраны источников водоснабжения;

4) сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные вещества.

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

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

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

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

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным 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; неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;

- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения;

- заправка спецтехник будут осуществляться в действубщих автозаправках.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений рельефане 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 поверхностине вызовет.

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

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

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

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

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

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

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

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

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

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

• Загрязнение растительности. 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 отмечаются в период от 1 до 3 лет;

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

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

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

• осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения;

• рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;

• ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;

• охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;

• использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;

• использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;

• в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;

• с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

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

• прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.).

• косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

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

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

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

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

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

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

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не 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 заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

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

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

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

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться,

транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию,т ранспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о.Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚРДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

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

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

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки 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 следующаая 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 различныхотходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшитьуровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий насостояниеотходов.

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

В процессе разработки месторождении образуются опасные и неопасные виды отходов.

Предварительный перечень отходов в процессе строительства скважины на 2026 и 2030 годы (от 1-ой скв. в году) составит: всего 900,67414 т, в том числе:

Буровой шлам (опасные) - 379,75 т;
ОБР (опасные) - 494,8546 т;
Отработанное масло (опасные) -9,36324 т;
ТБО (неопасные) - 5,249 т;
Металлолом (неопасные) -5,07 т;
Огарки электродов (неопасные) -0,0363 т;
Тара из под химреагентов (опасные) -2,5 т,
Промасленная ветошь (опасные) - 0,3556 т,
Отработанные люминесцентные лампы (опасные) - 0,003 т.
Металлические емкости из под масла(опасные) - 3,4924 т.

На 2027, 2028, 2029 и 2031 годы (при бурении 2-х скв. на каждый год) составит: всего1801,34828 т, в том числе:

Буровой шлам (опасные) - 759,5 т;
ОБР (опасные) - 989,7092 т;
Отработанное масло (опасные) - 18,72648 т;
ТБО (неопасные) - 10,498 т;
Металлолом (неопасные) -10,14 т;
Огарки электродов (неопасные) -0,0726 т;
Тара из под химреагентов (опасные)-5 т,
Промасленная ветошь (опасные) - 0,7112т,
Отработанные люминесцентные лампы (опасные) - 0,006 т.
Металлические емкости из под масла (опасные) - 6,9848 т.
При расконсервации одной скв. №12 на 2028 год:
Промасленная ветошь (опасные) - 0,1334 т,
Отработанные масла (опасные) - 8,12 т,

Отработанные люминесцентные лампы (опасные) - 0,0079 т,
Металлические емкости из под масла(опасные) - 1,7462 ,
Тара из-под химреагентов - 0,225 т,
Буровой шлам (опасные) - 261,1 т,
Отработанный буровой раствор (опасные) - 368,75 т,
ТБО (неопасные) - 5,249 тонн;
Металлолом (неопасные) - 5,07 т;
Огарки электродов (неопасные) - 0,0363 т,
Всего: 650,4378 тонн.

При бурении нагнетательных скважин: на 2029 и 2030 годы (от 1-ой скв. в год) составит: всего 900,67414 тонн, в том числе:

Буровой шлам (опасные) - 379,75 т;
ОБР (опасные) - 494,8546 т;
Отработанное масло (опасные) - 9,36324 т;
ТБО (неопасные) - 5,249 т;
Металлолом (неопасные) -5,07 тонн;
Огарки использованных электродов (неопасные)-0,0363 т;
Тара из под химреагентов (опасные) -2,5 т,
Промасленная ветошь (опасные) - 0,3556 т,
Отработанные люминесцентные лампы (опасные) - 0,003 т.
Металлические емкости из под масла (опасные) - 3,4924 т.

Предварительный перечень отходов при эксплуатации месторождения на 1 год составит: 865,562 т, в том числе:

Отработанные люминесцентные и ртутные лампы (опасные) - 0,384 т;
Промасленная ветошь (опасные) -0,254 т;
Отработанные масла всех типов (опасные) - 33,9 т;
Металлолом (неопасные) -12,05 т;
Коммунальные отходы (ТБО) (неопасные) - 75 т,
Пищевые отходы (неопасные) - 10,25 т,
Нефтешлам жидкий (опасные) - 50,25 т,
Нефтешлам твердый (опасные) - 150,25 т,
Отработанные аккумуляторы (опасные) - 0,545 т,
Отработанные фильтры (опасные) - 0,9 т,
Отработанные шины (опасные) - 0,56 т.
Отходы орг.техники (неопасные) - 0,1 т,
Огарки электродов (неопасные) -0,163 т,
Отработанный картридж (неопасные) - 0,5 т,
Пластиковые отходы (опасные) -0,45 т,
Изношенные средства защиты и спецодежды (неопасные) - 2,5 т,
Отходы бумаги и картона (неопасные) - 0,75 т,
Отходы ЛКМ (опасные) - 0,106 т,
Замазученный грунт - 20 т,
Буровой шлам - 485,75 т,
Строительный мусор - 20,0 т.

Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие исчерпания ресурса времени работы в процессе освещения бытовых, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя отработанные ртутьсодержащие лампы временно хранятся

(накапливаются), упакованные в таре завода-изготовителя, в помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные масла образуются после истечения их срока годности (в процессе замены масла) при эксплуатации ДЭС, находящегося на балансе автотранспорта. По мере образования отработанные масла временно хранятся (накапливаются) в герметично закрытых металлических ёмкостях на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Промасленная ветошь образуется на предприятии в процессе использования текстиля при техническом обслуживании оборудования, автотранспорта. По мере образования промасленная ветошь временно хранится (накапливается) в герметично закрытом контейнере на площадках с бетонированным основанием. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать промасленную ветошь на утилизацию.

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

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

Огарки сварочных электродов образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно хранятся (накапливаются) в контейнере. По мере накопления на договорной основе огарки сварочных электродов передаются в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать металлолом.

Твёрдо-бытовые отходы (ТБО) образуются в результате непроизводственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий. ТБО накапливаются в контейнере на площадке предприятия. По мере накопления ТБО вывозятся на полигон ТБО по договору.

Нефтешлам образуется при зачистке резервуаров, трубопроводов, технологических, дренажных емкостей. По мере образования временно хранится (накапливается) в металлических контейнерах на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передается для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию нефтешлама.

Фильтры масляные устанавливаются в маслопроводе двигателей для очистки масла от технических примесей. Смена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные автошины образуются в процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры. Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Хранится в металлических контейнерах и передастся в специализированное предприятие.

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

Отходы орг.техники. Данный вид отхода представляет собой изношенную компьютерную технику, электрооборудование для бесперебойного снабжения электрической энергии. Отходы компьютерной техники образуются при эксплуатации оргтехники и комплектующих приборов в

офисном помещении от деятельности работающего персонала. По мере образования отходы временно накапливаются в контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением. Бракованное электрооборудование передается по договору со специализированной организацией, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов, либо передаются на разбор для повторного использования организации, имеющей уведомление.

Отходы тары из под ЛКМ

Образуются при использования лакокрасочных материалов. Собираются в металлический контейнер на строительной площадке и вывозятся в специализированную организацию, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

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

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

Соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$Vш = Vпх К_1$=341,751*1,2=410,1016 м^3 или **379,75 т/1скв.**

гдеК$_1$=1.2-коэффициент,учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

Отработанный буровой раствор

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$V_{ОБР} = К_1 х К_2 х Vп + 0,5 х Vц$,

где:

К$_1$–коэффициент, учитывающийразуплотнениевыбуреннойпороды,К$_1$=1,2

К$_2$ –коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламомнавибросите 1,052

Vц–объемциркуляционнойсистемыБУ

$\rho_{обр}$-удельныйвесотработанногобуровогораствора,1,26 т/м^3

Vобр.п= 1,2х 1,052*410,1016+0,5х120 =392,742 или **494,8546 т/1 скв.**

Объем буровых сточных вод ($V_{б.с.в.}$) рассчитывается по формуле:

$V_{б.с.в}=2xV_{о.б.р.}$

$V_{б.с.в=}$ 2 х 392,742 =785,484 м^{3}или 848,323 т/1скв.

Собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет 50 м3 (30+20м3), с последующим вывозом согласно договора со специализированной организацией.

Промасленная ветошь

Согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещенияотходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г. Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$N=M_o+M+W$,

Где:

N–количество промасленной ветоши,т/год;

M_o–поступающее количество ветоши, 0,05 т/период;

М–норматив содержания вветоши масел, т/год;

$M=0,12*M_o$

W–норматива содержания в ветоши влаги,т/год.$W=0,15*M_o$

N=0,3556 тонн.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)

ПриложениеN16кприказуМинистраохраныокружающейсредыРеспубликиКазахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п. По классификации отход относится к опасному видуотходов.

Количествваиспользованнойтары,рассчитываетсяпоформуле:

Мотх=N*m,т/скв

где:m– масса мешка,0,003 т.

N–количество мешков,70 шт/ пер.;

m–массапластиковойканистры,0,015т.

N – количество пластиковой канистры, 70 шт/ пер.;

Мотх=(70*0,003) +(70*0,015)=**2,5 тонн/пер.**

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Металлолом

Количество металлолома, образующегося в процессе строительства скважины, ориентировочно составит – **5,07** тонн. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

Предварительно собираются в специально отведенном месте, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Огарки сварочных электродов

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле

«Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$N=M_{ост}*Q$,

где:

N–количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$–расход электродов, 2,42 т/год;

Q-остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

N=2,42 *0,015=0,0363 тонн.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Количество отработанного масла

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_м * (1 - 0,25), т/скв.$$

где: N - количество отработанного моторного масла, т;

$N_м$ – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2.Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 12,48432* 0,75 = 9,36324 \text{ тонн /период}$$

Код	***Отход***	***Кол-во, тонн /период.***
130208*	Отработанные моторные масла	9,36324

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствие с СанПиН от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 «Санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно

хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления вывозятся по догору.

Согласно РНД03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год вквартал с неблагоустроенным жилым фондом – 360кг/год.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка наодногочеловека составит:

Vсут=360/365=0,986 кг/сутки

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

M= $V_{сут}$xTx n,

Где:

n–ориентировочное количество человек, n=15

Т-время проведения проектируемых работ - 365сут./период

M= 0,986 x 15 x365 = 5249,0 кг или 5,249 тонн

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м3 при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Отработанные люминесцентные лампы образуются в следствие исчерпания ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количествоотработанныхлюминесцентныхлампопределяетсяпоформуле:

N=n*T/Tp,

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;n– количество работающих ламп(80 шт.);

Т–время работы лампы в году (4380час);

Тр – нормативный срок службы лампы, час. (15000 час);

Средний вес одной лампы– 400 гр.

N=80***** 4380/15000=23,36шт/год.

Масса отработанных ламп составит **0,003 т/год.**

Емкость из-под масла

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

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

M= Q/ P * m* 0,001, т/скв.

где: Q- расход моторного масла, кг;

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

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т/скв.
4600	186	10	3,4924

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенный на специальной площадке временного хранения.

Таблица 1.9.2-1. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении добывающих скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
На 2026 и 2030 годы (при бурении 1-ой скважины)		
Всего	-	900,67414
в том числе:		
отходов производства	-	895,42514
отходов потребления	-	5,249
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	9,36324

Буровой шлам		379,75
ОБР		494,8546
Промасленная ветошь	-	0,3556
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	2,5
Отработанные люминесцентные лампы		0,003
Емкость из под масло		3,4924
Неопасные отходы		
ТБО	-	5,249
Металлолом	-	5,07
Огарки использованных электродов	-	0,0363
Наименование отходов	**Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год**	**Лимит накопления, т/год**
На 2027, 2028, 2029 и 2031 годы (при бурении 2-х скважин)		
Всего	-	1801,34828
в том числе:		
отходов производства	-	1790,85028
отходов потребления	-	10,498
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	18,72648
Буровой шлам		759,5
ОБР		989,7092
Промасленная ветошь	-	0,7112
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	5,0
Отработанные люминесцентные лампы		0,006
Емкость из под масло		6,9848
Неопасные отходы		
ТБО	-	10,498
Металлолом	-	10,14
Огарки использованных электродов	-	0,0726

Таблица 1.9.2-2. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении нагнетательных скважин

Наименование отходов	**Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год**	**Лимит накопления, т/год**
На 2029 и 2030 годы (при бурении 1-ой скважины)		
Всего	-	900,67414
в том числе:		
отходов производства	-	895,42514
отходов потребления	-	5,249
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	9,36324
Буровой шлам		379,75
ОБР		494,8546
Промасленная ветошь	-	0,3556
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	2,5
Отработанные люминесцентные лампы		0,003
Емкость из под масло		3,4924

Неопасные отходы		
ТБО	-	5,249
Металлолом	-	5,07
Огарки использованных электродов	-	0,0363

ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН Ы

Объем бурового шлама определяется по формуле:

Vш= Vпх К1=341,751*1,2=128,266 м^3 или **261,1 т/1скв.**

гдеК$_1$=1.2-коэффициент,учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

Отработанный буровой раствор

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$V_{ОБР}$ =К$_1$хК$_2$х Vп+0,5 х Vц,

где:

К$_1$–коэффициент, учитывающийразуплотнениевыбуреннойпороды,К$_1$=1,2

К$_2$ –коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламомнавибросите 1,052

Vц–объемциркуляционнойсистемыБУ

$\rho_{обр}$-удельныйвесотработанногобуровогораствора,1,26т/м^3

Vобр.п= 1,2х 1,052*410,1016+0,5х120 =169,641 или **236,75 т/1 скв.**

Объем буровых сточных вод (V$_{б.с.в.}$) рассчитывается по формуле:

V$_{б.с.в}$=0,25xV$_{о.б.р.}$

V$_{б.с.в=}$ 0,25 х 169,641 =157,7092 м^{3}или 42,4103 т/1скв.

Собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет 50 м3 (30+20м3), с последующим вывозом согласно договора со специализированной организацией.

Промасленная ветошь

Согласно«Методике разработки проектов нормативов предельного размещенияотходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от18.04.2008г. Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

N=M$_o$+M+W,

Где:

N–количество промасленной ветоши,т/год;

M$_o$–поступающее количество ветоши, 0,05 т/период;

M–норматив содержания вветоши масел, т/год;

M=0,12*M$_o$

W–норматива содержания в ветоши влаги,т/год.W=0,15*M$_o$

N=0,1334 тонн.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)

ПриложениеN16кприказуМинистраохраныокружающейсредыРеспубликиКазахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п. По классификации отход относится к опасному видуотходов.

Количествваиспользованнойтары,рассчитываетсяпоформуле:

Мотх=N*m,т/скв

где:m– масса мешка,0,003 т.

N–количество мешков,70 шт/ пер.;

m–массапластиковойканистры,0,015т.

N – количество пластиковой канистры, 70 шт/ пер.;

Мотх=(70*0,003) +(70*0,015)=**0,225 тонн/пер.**

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Металлолом

Количество металлолома, образующегося в процессе строительства скважины, ориентировочно составит – **5,07** тонн. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

Предварительно собираются в специально отведенном месте, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Огарки сварочных электродов

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле

«Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$N=M_{ост}*Q$,

где:

N–количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$–расход электродов, 2,42 т/год;

Q-остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

N=2,42 *0,015=0,0363 тонн.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Количество отработанного масла

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_м * (1 - 0,25), т/скв.$$

где: N - количество отработанного моторного масла, т;

$N_м$ – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2.Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

N = 10,8* 0,75 = 8,12 тонн /период

Код	*Отход*	*Кол-во, тонн /период.*
130208*	Отработанные моторные масла	8,12

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствие с СанПиН от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 «Санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления вывозятся по догору.

Согласно РНД03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год вквартале с неблагоустроенным жилым фондом – 360кг/год.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка наодногочеловека составит:

Vсут=360/365=0,986 кг/сутки

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

$M= V_{сут}xTx\ n$,

Где:

n–ориентировочное количество человек, n=15

Т-время проведения проектируемых работ - 365сут./период

M= 0,986х 15 х365 = 5249,0кг или 5,249 тонн

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м3 при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Отработанные люминесцентные лампы образуются в следствие исчерпания ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количествоотработанныхлюминесцентныхлампопределяетсяпоформуле:

N=n*T/Tp,

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;n– количество работающих ламп(80 шт.);

T–время работы лампы в году (4380час);

Tp – нормативный срок службы лампы, час. (15000 час);

Средний вес одной лампы– 400 гр.

N=80***** 4380/15000=23,36шт/год.

Масса отработанных ламп составит **0,0079 т/год.**

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенный на специальной площадке временного хранения.

Емкость из-под масла

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

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

M= Q/ P * m* 0,001, т/скв.

где: Q- расход моторного масла, кг;

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

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т/скв.
4600	186	10	1,7462

Таблица 1.9.2-6. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при расконсервации скважины

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
На 2028 годы (1-ой скважины)		
Всего	-	650,4378
в том числе:		
отходов производства	-	645,1888
отходов потребления	-	5,249
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	8,12
Буровой шлам		261,1
ОБР		368,75
Промасленная ветошь	-	0,1334
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,225
Отработанные люминесцентные лампы		0,0079
Емкость из под масло		1,7462
Неопасные отходы		
ТБО	-	5,249
Металлолом	-	5,07
Огарки использованных электродов	-	0,0363

ПРИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Отработанные люминесцентные лампы образуются в следствие исчерпания ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количествоотработанныхлюминесцентныхлампопределяетсяпоформуле:

N=n*T/Tp,

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;

n– количество работающих ламп(80 шт.);

Т–время работы лампы в году (4380час);

Тр – нормативный срок службы лампы, час. (15000 час);

Средний вес одной лампы– 400 гр.

N=80***** 4380/15000=123,36 шт/год.

Масса отработанных ламп составит **0,003 т/год.**

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенный на специальной площадке временного хранения.

Промасленная ветошь

Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества ветоши (Мо), т/год), норматива содержания в ветоши масел (Мо) и влаги (W): , т/год,

где ,

Согласно исходных данных количество поступающего ветоши 0,06 тонн.

M = 0,12 * M0;

W = 0,15;

N 0,1905 т/год

Код	***Отход***	***Кол-во, т/период***
150202*	Промасленная ветошь	0,254

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Отработанные масло

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

N = Nм * (1 - 0,25), т/скв.

где: N - количество отработанного моторного масла, т;

$N_м$ – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2.Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

N = 45,2* 0,75 = 33,9тонн /период

Код	***Отход***	***Кол-во, тонн /период.***
130208*	Отработанные моторные масла	33,9

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствие с СанПиН от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 «Санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Металлолом.

Образование металлолома ожидается в количестве 12,05 тонн /период

Код	***Отход***	***Кол-во, тонн /период***
160117	Металлолом	12,05

Предварительно собираются специально отведенном месте. Срок временного хранения– 30 суток.

Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления вывозятся по догору.

Согласно РНД03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год вкварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка наодногочеловека составит:

Vсут=360/365=0,986 кг/сутки

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

$M= V_{сут} x T x n$,

Где:

n–ориентировочное количество человек, n=208

Т-время проведения проектируемых работ - 365сут./период

М= 0,986х 208 х365 =75000 кг или 75,0 тонн

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м3 при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Отработанные автошины

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008г.

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

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

Расчет образования изношенных шин.

№	Тип	Вид топлива	Пробег,км	Уд.вес на 10 тыс. км пробега	Итого вес использ. Ветоши, т
1	Грузовой	Дизель	530	19,1	0,0953
2	Легковой	Бензин	320	3,7	0,0237
					0,56

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

Отработанные аккумуляторные батареи

Расчет норматива образования произведен, согласно методических рекомендаций по разработке проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления (Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04. 2008г. № 100-п).

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов (n) для группы (i) автотранспорта, срока (τ) фактической эксплуатации (2 года для автотранспорта, 3 года для тепловозов, 15 лет для аккумуляторов подстанций), средней массы (m_i) аккумулятора и норматива зачета (α) при сдаче (80-100%) : $N = \Sigma n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3}/\tau$, т/год.

Отработанные электролиты аккумуляторных батарей.

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

где $Э$ - количество электролита в аккумуляторе, л;

n - число аккумуляторов;

τ - средний срок службы аккумулятора, год.

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

Следовательно, норма образования отхода по массе составляет:

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

N = 1.26 х 0.001 х 10 х 5/2= 0,545 т/год

Итого – 0,545 т/год

Нефтешлам при зачистке резервуаров

Количество нефтешлама (М), налипшего на стенках резервуара определяется по формуле M1=K*S

где S - поверхность налипания, $м^2$;

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

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

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

$M = M_1 + M_2$

Количество резервуаров требующих зачистки - 6 ед;

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

Расчет поверхности налипания:S = 2*3.14*1,38*1 = 8,66 м2

Общее количество нефтешлама от зачистки резервуаров составляет:

M = 50,25+150,25 = **200,5 т/год**

Отработанные масляные фильтры

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отработанных масляных фильтров, количество отходов принимается согласно исходных данных предприятия и составляет 0,9 т/год.

Пищевые отходы

Расчет произведен согласно НД: Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008г. №100-п

Норма образования отхода (N) рассчитывается, исходя из среднесуточной нормы накопления на 1 блюдо - 0,0001 м3, числа рабочих дней в году (n), числа блюд на одного человека (m) и числа работающих (z).

Плотность отходов - 0,3 т/м3 .

N=0,0001*n*m*z, м3 /год

Всего = 10,25 тонн

Строительные отходы

При строительстве новых объектов образуется строительный мусор. Количество строительных отходов принимается по факту образования. Итого количество строительного мусора составит 20,0 т.

Изношенная спецодежда и СИЗ

Для работы на производстве всем рабочим выдаётся спецодежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ). Количество и тип спецодежды зависит от назначения. Зимняя спецодежда выдается 1 раз в два года, летняя спецодежда – 1 раз в год. Спецодежда по мере загрязнения подвергается химчистке. Количество образования изношенной спецодежды и СИЗ принимается ориентировочно по факту образования. Масса изношенной спецодежды и СИЗ составит 2,5 т/год.

Отработанный картридж

Масса отработанного картриджа составит 0,5 т/год.

Пластиковые отходы

Масса отхода составит 0,45 т/год.

Отходы орг.техники

Масса отхода составит 0,1 т/год.

Отходы бумаги и картона

Масса отхода составит 0,75 т/год

Огарки сварочных электродов

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле

«Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$N=M_{ост}*Q$,

где:

N–количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$–расход электродов, 10,87 т/год;

Q-остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

N=10,87 *0,015=0,163 тонн.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Объем бурового шлама определяется по формуле:

Vш= Vпх K_1=341,751*1,2=131,65 м^3 или **355,45 т/1скв.**

гдеK_1=1.2-коэффициент,учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

Отходы ЛКМ

Список литературы:

«Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18. 04.2008г. № 100-п.

Норма образования отхода определяется по формуле:

$$N = \Sigma M_i \cdot n + \Sigma M_{ki} \cdot \alpha_i \text{, т/год,}$$

где

M_i - масса i-го вида тары, т/год;

n - число видов тары;

M_{ki} - масса краски в i-ой таре,

α_i - содержание остатков краски в i-той таре в долях от M_{ki} (0.01-0.05).

Количество краски, т/год	Масса тары, т Mi	Количество тары, шт. , n	Масса краски в таре, т Mкi	Содержание остатков краски в таре, доля : α_i
0,64255897	0,00015	129	0,005	0,05

P = 0,00015 х 129+ 0,64255897х 0,05 = 0,106 т/период

ИТОГО:

Отход	***Кол-во, т/год***
Жестяные банки из-под ЛКМ	0,106

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации

Наименованиеотходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимитнакопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	865,562
в том числе отходов производства	-	780,312
отходовпотребления	-	85,25
Опасныеотходы		
Отработанные масла	-	33,9
Промасленная ветошь	-	0,254
Нефтешлам		200,5
Отработанные ртутные лампы		0,384
Отработанные аккумуляторы		0,545
Отработанные масляные фильтры		0,9
Отработанные автошины		0,56
Пластиковые отходы		0,45
Отходы ЛКМ		0,106
Буровой шлам		485,75
Замазученный грунт		20,0
Отработанные фильтры		0,9
Отработанные автошины		
Металлолом	-	12,05
Коммунальные отходы	-	75,0

Пищевые отходы		10,25
Отходы орг.техники		0,1
Огарки электродов		0,163
Отработанный картридж		0,5
Изношенная спецодежда и СИЗ		2,5
Отходы бумаги и картона		0,75
Строительный мусор		20,0
Зеркальные		

Таблица1.9.2-1–Сведения об утилизации отходов

Наименованиеотхода	**Код отхода**	**Методыутилизации**
Нефтешлам	050103*	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Тара из-под химреагентов	150110*	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Буровой шлам	010505*	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Буровой раствор	010505*	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Промасленная ветошь	150202*	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные ртутьсодержащие лампы	200121*	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные масла	130208*	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные масляные фильтра	160107*	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Тара из-под нефти и масла	150110*	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные аккумуляторы	160601*	Передается на договорной основе на переработку/

		утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Твёрдо-бытовые отходы (ТБО)	200301	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Металлолом	170407	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Огарки сварочных электродов	120113	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные автошины	160103*	Передается на договорной основе на переработку/ утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом

Таблица 1.9.2-2. Сведения о классификации отходов

№	Наименование отхода	Код отхода	Качественные характеристики отхода
1	Твердо-бытовые отходы (ТБО)	200301	Картон, бумага, пластик, ткань, бутылочное стекло, жесть, песок, грунт. Пищевые остатки (белки, жиры, углеводы)
2	Отработанные ртутные лампы	200121*	ртуть - 0,03%, стекло - 96,1%, люминофор -0,3%, прочие -3,57%
3	Отработанные масла	130208*	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6%
4	Отработанные аккумуляторы	160601*	Свинец 31%, кислота серная 5%, полимерные материалы
5	Отработанные масляные фильтры	160107*	14% масло, 46% - картон, вода, мехпримеси.
6	Отработанные автошины	160103*	Синтетический каучук-96%, сталь углеродистая-4%)
7	Металлолом	170407	Металл
8	Нефтешлам	050103*	Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульги-рованном состоянии, вода.
9	Промасленная ветошь	150202*	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)
10	Использованная тара ЛКМ	150110*	Уайт-спирит-3%,Железо-95%, триоксид железа-2%
11	Строительные отходы	17 01 07	бетон
	Изношенная спецодежда и СИЗ	20 01 10	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)

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 организациимеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в

емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

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

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

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

Размещение отходов на предприятии исключено.

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

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

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

1.9.4. Программа управления отходами

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

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивныхизменений 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 свойст в 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,сучетом:

– внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, в торичному использованию и переработке отходов;

– привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;

– минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплексамер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются сучетом:

– 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 собойкомплекс 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 средупри хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

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

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

На участке действует система, включающая контроль:

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

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

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

Согласно п. 1 ст. 358. ЭК РК управление отходами горнодобывающей промышленности осуществляется в соответствии с принципом иерархии.

Согласно статье 329 ЭК РК Образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

1) предотвращение образования отходов;
2) подготовка отходов к повторному использованию;
3) переработка отходов;
4) утилизация отходов;
5) удаление отходов.

При осуществлении операций, предусмотренных подпунктами 2) – 5) части первой настоящего пункта, владельцы отходов вправе при необходимости выполнять вспомогательные операции по сортировке, обработке и накоплению.

2. Под предотвращением образования отходов понимаются меры, предпринимаемые до того, как вещество, материал или продукция становятся отходами, и направленные на:

1) сокращение количества образуемых отходов (в том числе путем повторного использования продукции или увеличения срока ее службы);

2) снижение уровня негативного воздействия образовавшихся отходов на окружающую среду и здоровье людей;

3) уменьшение содержания вредных веществ в материалах или продукции.

Под повторным использованием в подпункте 1) части первой настоящего пункта понимается любая операция, при которой еще не ставшие отходами продукция или ее компоненты используются повторно по тому же назначению, для которого такая продукция или ее компоненты были созданы.

3. При невозможности осуществления мер, предусмотренных пунктом 2 настоящей статьи, отходы подлежат восстановлению.

4. Отходы, которые не могут быть подвергнуты восстановлению, подлежат удалению безопасными методами, которые должны соответствовать требованиям статьи 327 настоящего Кодекса.

5. При применении принципа иерархии должны быть приняты во внимание принцип

предосторожности и принцип устойчивого развития, технические возможности и экономическая целесообразность, а также общий уровень воздействия на окружающую среду, здоровье людей и социально-экономическое развитие страны.

Сокращение объемов образования отходов

Сокращение объемов образования отходов предполагает планирование и осуществление мероприятий по уменьшению количества производимых отходов и увеличение доли отходов, которые могут быть использованы как вторсырье.

Сокращение отходов производства связано с внедрением малоотходных технологий. Так, например, сокращение отходов производства и потребления за рубежом направлено на изменение упаковки (в развитых странах упаковочные материалы составляют до 30 % веса и 50 % объема всех отходов). Предлагается, если это возможно, то действовать по следующим принципам:

• Покупать только то, что действительно необходимо;

• Для сведения к минимуму порчи материальных запасов, использовать правило «первым пришло-первым уйдет»;

• Избегать утечек и разливов;

• Покупать материалы целиком или в многооборотной возвратной таре;

• Использовать всё до конца (например, краска, растворители).

Возможности сокращения объемов отходов ограничены, так как они в основном зависят от производственной деятельности.

Снижение токсичности

Снижение токсичности отходов достигается заменой токсичных реагентов и материалов, используемых в производственном процессе, на менее токсичные.

Повторное использование отходов, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании

После рассмотрения вариантов по сокращению количества отходов, рассматриваются варианты по повторному использованию отходов за счет регенерации/ утилизации, рециклинга отходов.

Регенерация/утилизация

После того, как рассмотрены все возможные варианты сокращения количества отходов, оцениваются мероприятия по регенерации и утилизации отходов, как на собственном предприятии, так и на сторонних предприятиях.

Переработка отходов с использованием наилучших доступных технологий

После рассмотрения вариантов по сокращению количества, повторному использованию, регенерации/ утилизации отходов изучается возможность их переработки в целях снижения токсичности. Переработка может производиться биохимическим (например, компостирование), термическим (термодесорбция), химическим (осаждение, экстрагирование, нейтрализация) и физическим (фильтрация, центрифугирование) методами.

Компания в ближайшее будущее - на период разработки данной Программы управления отходами – не предусматривает внедрение технологии и установок обезвреживания, переработки и утилизации содержащих отходов.

Показатели мер, направленных на снижение воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Все отходы производства и потребления временно будут складироваться на территории предприятия и по мере накопления отходы вывозится по договорам в специализированные предприятия на переработку и захоронение, часть отходов (отработанное масло) - на собственные нужды Безопасное обращение с отходами предполагает их хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках. Постоянный контроль количества отходов, особенно ТБО, и своевременный вывоз на переработку в специализированные предприятия для утилизации захоронения. Твердые бытовые отходы на момент инвентаризации вывозятся по договору на полигон для ТБО в специализированные организации.

Снижение объемов образования и накопления отходов должно осуществляться за счет:

• внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;

• привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;

• минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Возможности значительного сокращения объема достигается путем использованием малоотходных или безотходных технологий в строительстве объектов, а также уменьшение

образования отходов в источнике посредством проектирования, вариантов материально-технического снабжения и выбора подрядчиков;

• повторного использования материалов или изделий, которые являются продуктами многократного использования в их первоначальной форме;

• проведения разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, которое является важным моментом в программе мероприятий по их переработке и удалению.

Помимо соображений безопасности, такое разграничение позволяет выявить близкие по характеристикам отходы, которые могут быть объединены для упрощения процессов хранения, очистки, переработки и/или удаления, а также отходы, которые должны оставаться разобщенными.

Если необходимость разобщения несовместимых отходов не будет учтена, то может образоваться такая смесь, которая не будет поддаваться переработке или удалению предпочтительным методом, потребует проведение лабораторных анализов в значительном объеме и приведет к общему удорожанию проводимых мероприятий;

• выбора экологически приемлемого способа удаления отходов.

Часть образующихся отходов, в целях предотвращения вредного воздействия на окружающую среду, для дальнейшей переработки, обезвреживания и/или утилизации передаются сторонним организациям на договорной основе, имеющим необходимые лицензии, часть – на собственный полигон для буровых отходов.

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

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

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

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

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до

1 км2 для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.

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

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

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

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

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии.

Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды.

Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарноэпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами

отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль над их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием. Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с

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

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- II класс опасности – отходы высокоопасные;
- III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- IV класс опасности – отходы малоопасные.
- V класс опасности – отходы неопасные.

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

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах хранятся в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;

- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных материалов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

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

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

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;

- осуществлять своевременный вывоз отходов;

- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;

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

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

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

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

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

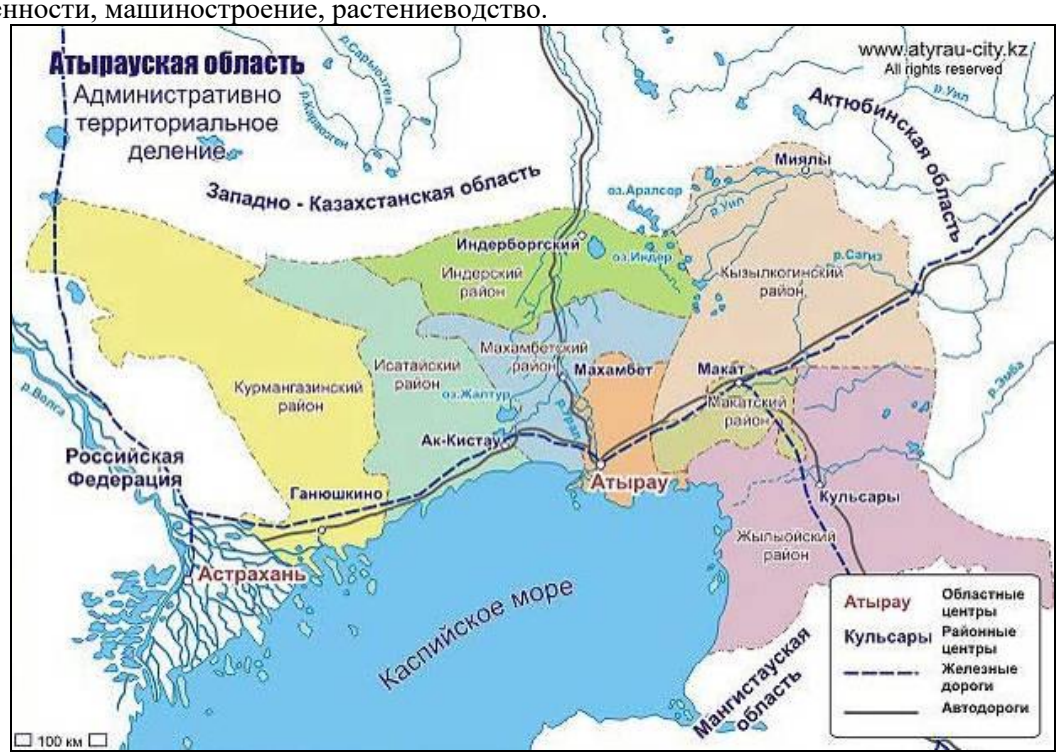
2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯНАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ;УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯОТХОДОВ

2.1. Социально-экономические условия

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должныучитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой –экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели,характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания,водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержаниявысокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов средыобитания населения.

Область расположена на Прикаспийской низменности, к северу и востоку от Каспийского моря между низовьями Волги на северо-западе и плато Устюрт на юго-востоке. Территория Атырауской области составляет 113 500 км2. Область представлена 2 городами, 11 поселками и 184 селами, управляемых 68 представительствами сельской администрации. Административная карта Атырауской области представлена на рисунке 10.1.1.

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



Область подразделена на 7 районов.

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

Индерский район. Центр горно-химической промышленности региона, развито животноводство. Районный центр – поселок Индерборский (31,661 тыс. чел.).

Исатайский район. Районный центр – поселок Акистау (25,898 тыс. чел.). Основной вид деятельности – животноводство.

Кзылкогинский район. Районный центр – село Миялы (31,260 тыс. чел.). Основная отрасль – животноводство.

Курмангазинский район. Районный центр – село Ганюшкино (57,144 тыс. чел). Развиты рыбная промышленность и животноводство.

Макатский район. Районный центр – поселок Макат (30,137 тыс. чел.). Преобладает нефтяная промышленность.

Махамбетский район. Районный центр – село Махамбет (31,978 тыс. чел.). Основные виды

деятельности – растениеводство и скотоводство.

Приоритетными направлениями развития экономики Атырауской области являются топливно-энергетическая, производство стройматериалов, обрабатывающая, агропромышленная и рыбная отрасли.

Природно-ресурсный потенциал. Атырауская область, богатая природными ресурсами, является одним из ведущих регионов Казахстана с интенсивно развивающейся нефтегазовой промышленностью.

На территории области выявлены крупнейшие месторождения нефтегазового и газоконденсатного сырья, разработанные на территории 4-х районов. Государственным балансом запасов РК по Атырауской области учтено 87 месторождений углеводородного сырья, в том числе нефтяных – 66, нефтегазовых и газоконденсатных – 21.

Крупными инвесторами в нефтегазовом секторе области являются ТОО «Тенгизшевройл» реализующее проекты по разработке Тенгизского и Королевского месторождений и компания Аджип ККО, ведущая разработку шельфа Каспия.

Область также располагает уникальными месторождениями различных минералов и строительных материалов. Основу минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых составляют месторождения боратовых руд в Индерском районе.

2.2. Социально – экономическое развитие Атырауской области

Уровень жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2023 г. составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2022г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 11,7%.

Рынок труда и оплата труда

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец марта 2023г. составила 7764 человека или 2,4% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-декабре 2022г. составила 296191 тенге. По сравнению с январем-декабрем 2022г. она увеличилась на 12,8%. Индекс реальной заработной платы составил 106,8%.

Цены

Индекс потребительских цен в марте 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. составил 101,6%. Цены на продовольственные товары увеличились на 3,3%, непродовольственные товары - на 1,4%, платные услуги снизились – на 0,2%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в марте 2022г. по сравнению с декабрем 2023г. уменьшились на 1,4%.

Национальная экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2022г. составил в текущих ценах 4911,6 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 59,7%, услуг – 30,8%.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-марте 2023г. составил 1006,8 млрд. тенге, что на 10,3% больше, чем в январе-марте 2023г.

Торговля

По отрасли «Торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов)» индекс физического объема в январе-марте 2022г. составил 151,2%.

Объем розничной торговли за январь-март 2022г. составил 69327,1 млн. тенге или на 0,6% выше уровня соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-март 2022г. составил 601095,4 млн. тенге или в 1,6 раза больше уровня соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики.Объем промышленного производства в январе-марте 2022г. составил 1983210 млн. тенге в действующих ценах, что на 8,5% больше, чем в январе-марте 2021г. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 9,2%, в обрабатывающей промышленности - на 6,7%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушном кондиционировании - на 5,8%, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов - в 2,1 раза. Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-марте 2022г. составил 8557,1 млн. тенге, что больше на 1,1% чем в январе-марте 2021г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-марте 2022г. составил 112,5%.

Объем грузооборота в январе-марте 2022г. составил 14094,5 млн. ткм (с учетом оценки объема

грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и вырос на 5,8% по сравнению соответствующим периодом 2021г. Объем пассажирооборота составил 326,2 млн. пкм и вырос на 5,9%.

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

Атырауская область находится в западной части РК, граничит на севере с Западно Казахстанской областью, на востоке с Актюбинской, на юго-востоке с Мангистауской, на западе с Астраханской областью России, на юге и юго-востоке омывается водами Каспийского моря. Она находится, в основном, в пределах обширной Прикаспийской низменности.

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

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

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

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

2.4. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеванийполучили острые инфекции верхних дыхательных путей – 3230,68 (в соответствующемпериоде 2021г. – 1718,32) случаев на 100 тыс. населения, острые кишечные инфекции –132,66 (102,52), туберкулез органов дыхания – 34,02 (30,92), вирусные гепатиты – 1,32 (0,45),сифилис – 11,96 (15,24) и педикулез – 1,10 (0,22).

Для информации: за анализируемый период текущего года подтверждено 10763случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 226 случаев, когда вирус неидентифицирован (COVID-2019).

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

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

органов Госсанэпиднадзора и областного штаба почрезвычайным ситуациям;

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

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ИВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕРАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Любой относительно крупный проект, предлагаемый к реализации в энергетическом секторе экономики, нуждается в тщательной предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов, то есть компаний (компании), заинтересованных в участии в проекте и рассчитывающих на прибыльное вложение своих денег в проект.

При этом проанализированы следующие параметры: дополнительный объем добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Экономическая оценка проведена в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» и общепринятой мировой практикой.

Анализ финансовой рентабельности отчета основывается на моделировании потоков реальных денег, складывающихся в течение всего срока его реализации.

Система рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, включает в себя:

• Денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами;

• Чистая приведенная стоимость – величина, полученная дисконтированием (при ставке дисконта 10%) разницы между всеми годовыми расходами и приходами реальных денег за период реализации отчета, накапливаемыми в течение рентабельности варианта;

• Срок окупаемости – число периодов планирования, в течение которых совокупные прогнозируемые потоки денежных средств покрывают первоначальные инвестиции.

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

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для 1 варианта 7 лет, 2 варианта 9 лет, 3 варианта 52 года.

1 вариант Бурение новых скважин не предусмотрено. Капитальные вложения запланированы на сумму 0,32 млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 258,4 тыс.тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,100 д.ед.

Дисконтированные потоки денежной наличности, чистая прибыль, доход Государства меньше, чем по 3 варианту.

2вариант Предусмотрено бурение 5 скважины. Капитальные вложения запланированы на сумму 4,09 млрд. тенге.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 323,8 тыс.тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает 0,125 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности при ставке дисконта 10% отрицательный, проект по этому варианту получается убыточный.

3 вариант Планируется бурение 2 добывающих горизонтальных и 8 вертикальных скважин, бурение 2 нагнетательных скважин.

Для внедрения данного варианта потребуется 12,07 млрд тенге инвестиций.Накопленная добыча нефти составляет на конец прибыльного периода 995,7 тыс.тонн нефти, коэффициент извлечения нефти достигает максимальное значение 0,386 д.ед.

Анализ показал, что по данному варианту все основные показатели: , суммарная чистая прибыль, доход Государства. дисконтированный поток денежной наличности при ставке 10%, внутренняя норма рентабельности IRR имеют максимальные значения, следовательно, этот вариант можно рекомендовать к внедрению.

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей вариантов разработки к внедрению рекомендуется 3 вариант.

Таблица 3-1 – Технико-экономические показатели по вариантам

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2024-2040	2024-2031	2024-2040	2024-2033	2024-2076	2024-2076
2	Ввод добывающих вертикальных скважин из бурения, шт.	0	0	5	5	8	8
3	Ввод добывающих горизонтальных скважин из бурения, шт.	0	0	0	0	2	2
4	Ввод нагнетательных скважин из бурения, шт	0	0	0	0	2	2
5	Фонд добывающих скважин, шт	11	11	16	16	21	21
6	Фонд нагнетательных скважин, шт	1	1	1	1	3	3
7	Суммарная добыча нефти, тыс.т	137,9	101,3	192,5	166,8	838,7	838,7
8	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	289,7	164,9	433,3	315,9	2135,6	2135,6
9	Суммарная добыча газа, млн.м3	5,2	3,9	7,3	6,4	17,7	17,7
10	Суммарная закачка воды, тыс.м3	101,5	61,3	102,0	81,7	853,0	853,0
11	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	295,0	258,4	349,4	323,8	995,7	995,7
12	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,114	0,100	0,135	0,125	0,386	0,386
13	Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге	26,3	16,2	36,7	28,9	768,4	768,4
14	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	28,1	11,1	34,6	20,0	398,7	398,7
15	Общие затраты, млрд. тенге	17,9	10,3	22,9	16,9	55,8	55,8
16	Капитальные вложения , млрд.тенге	0,3	0,3	4,1	4,1	12,1	12,1
17	Суммарные выплаты Государству в виде налогов,млрд.тенге	3,2	2,2	5,1	3,9	201,3	201,3
18	Производственная себестоимость 1 тонны нефти, тыс.тенге/т		73,0		87,9		342,0
19	Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге		3,07		7,50		356,59
20	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге		0,61		1,50		71,32
21	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге		0,00		0,06		68,83
22	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге		1,94		2,84		207,49
23	Поток денежной наличности, млрд.тенге		2,13		1,85		204,38
24	Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, млрд.тенге		1,65		0,86		14,76

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Ниже представлено описание основных проектных решений и технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Биикжал.

Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку выделенных эксплуатационных объектов вести на естественном, упруговодонапорном режиме по I, II, IV и V. Объект III будет продолжаться разработкой с системой ППД. Бурение скважин не предусматривается. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 8 лет (2024-2031 гг.);
- проектный уровень добычи нефти достигается в 2024 г. и составляет 15,1тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 20,6тыс.т и достигается в 2025 г.

Вариант 2 (альтернативный). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку эксплуатационных объектоввести на естественном, упруговодонапорном режиме по I, II, IV и V. Объект III будет продолжаться разработкой с системой ППД. Бурение скважин не предусматривается. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 10лет (2024-2033гг.);
- проектный уровень добычи нефти достигается в 2024 г. и составляет 15,1 тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 36,6тыс.т и достигается в 2028 г.
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 5 ед.;

Вариант 3 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленного эксплуатационного объекта вести с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в продуктивные пласты. Основные технологические показатели представлены ниже:

- рентабельный период разработки – 52 года (2024-2076 гг.);
- проектный стабильный уровень добычи нефти достигается в 2032 гг. и составляет 34,5 тыс.т;
- проектная максимальная добыча жидкости составляет 72,5 тыс.т и достигается также в 2032 г.
- максимальная закачка воды составляет 25,3тыс.м^3 и достигается в 2033 г.;
- ввод проектных добывающих скважин из бурения – 10 ед., из них: 2 ед. с горизонтальными стволами и 88 ед. – вертикальными;
- ввод проектных нагнетательных скважин из бурения – 2 ед.;

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

Для разработки месторождения Биикжал рассмотрены 3 варианта.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению в целом.

Учитывая рентабельность варианта разработки, а также проведение мероприятий, способствующих наиболее полному извлечению извлекаемых запасов нефти и обеспечивающих достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти, к рекомендации предлагаем 3 вариант разработки.

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

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

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.3. Различная последовательность работ

В соответствие срекомендациями п.п. 134 «Единые правила…» (..), в рамках настоящего проектного документа рассмотрены четыре дальнейших варианта разработки месторождения, которые отличаются между собой режимами эксплуатации нефтяных залежей, количеству ввода скважин из бурения, системами воздействия на продуктивные пласты и т.д.

Ниже приведено описание основных положений, рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки.

Вариант 1 (базовый). В рассматриваемом варианте разработки выделенные эксплуатационные объекты (кроме III объекта) планируется эксплуатировать на режиме истощения пластовой энергии.

Ожидается проявление упруговодонапорного режима работы залежей.

Объекты планируются к эксплуатации существующим фондом, без бурения дополнительных

скважин.

Для ввода в эксплуатацию горизонта J2(объект II) планируется расконсервация скважины 12 в 2028 году.

На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4.

Вариант 2 (альтернативный). В рассматриваемом варианте разработки планируется бурение дополнительных добывающих скважин (вертикальных)

I объект –бурение двух добывающих скважин, по одной в год, начиная с 2025 года, по одной скважине в год, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

II объект –аналогичен первому варианту, разработка запланирована с 2028 года, расконсервацией скважины 12, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

III объект- На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4.

IV объект запланировано бурение2 добывающих вертикальных скважин, в 2026-2027 годах, по одной скважине в год, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

V объект-запланировано бурение добывающей вертикальной скважины в 2027 году, объект планируется разрабатывать на естественном режиме.

Вариант 3 (рекомендуемый). В рассматриваемом варианте разработки выделенные эксплуатационные объекты (III и IV) планируется эксплуатировать с поддержанием пластовой энергии, путем закачки воды в продуктивные пласты.

Режим работы залежей – искусственный водонапорный режим (III и IV).

I объект – бурение четырех добывающих скважин, одна добывающая скважина 30 в 2026 году (вертикальная), две добывающие скважины 28 и 31 (вертикальные) в 2027 году, и одна скважина 29 (вертикальная) в 2028 году.

II объект –аналогичен первому варианту, разработка запланирована с 2028 года, расконсервацией скважины 12, объект планируется разрабатывать на естественном режиме;

III объект- На III объекте запланировано выбытие из нагнетания скважины BS-9, вместо нее планируется ввести в нагнетание переводом под ППД скважину 4, в 2024 году. Также запланировано бурение одной добывающей скважины 32 (вертикальной) в 2030 году;

IV объект-запланировано бурение 1 горизонтальной скважины 33 (2028 год). В следующем 2029 году запланировано бурение 1 добывающей вертикальной скважины 34, а также бурение одной нагнетательной скважины 37. Далее, в 2030 году запланировано бурение одной нагнетательной скважины 38. В 2031 году также запланировано бурение вертикальной добывающей скважины 35. Объект запланирован к эксплуатации с ППД;

V объект-запланировано бурение добывающей горизонтальной скважины 36 в 2029 году, также дополнительно будет пробурена одна добывающая вертикальная скважины 39 в 2031 году. Объект планируется разрабатывать на естественном режиме.

Таким образом, по рекомендуемому варианту запланировано бурение 10 добывающих скважин и 2 нагнетательных.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

К нефтесборным сетям относятся выкидные линии от скважин до ГЗУ и коллекторы от ГЗУ до ЦППН. Все нефтепроводы распложены подземно на глубине 1м. и изолированы изоляционной пленкой ПХЛ с предварительным нанесением на поверхности трубы антикоррозийной грунтовки Праймер.

Необходимо учесть нижеследующие основные требования к системе сбора и подготовки нефти:

2. Объекты сбора и транспорта продукции скважин должны обеспечивать:

- герметизированный сбор и транспорт продукции до пункта сбора,
- замер продукции скважин,
- отделение газа от нефти,
- предварительное обезвоживание нефти

2. На аппаратах и установках, работающих под давлением, следует предусматривать одну систему предохранительных клапанов с направлением сброса газа от них в атмосферу через дренажную емкость и факельную систему.

3. Трубопроводы системы сбора и транспорта продукции с целью сокращения потерь тепла должны быть заглублены или теплоизолированны.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Транспортная сеть района представлена обширной сетью временных и постоянных автомобильных дорог. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- транспортировку грунта по дорогам на промплощадке предприятия;
- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение;
- перевозку персонала

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ

Недропользователем является ТОО «KhamAdpartners», имеющее Контракт №4934-УВС от 18.06.2021г. на разведку и добычу углеводородов сроком до 18.06.2027 г. Участок недр предоставлен Товариществу для осуществления операций по недропользованию по итогам аукциона, решением комиссии по проведению конкурса на получение права недропользования Министерства Энергетики РК (протокол №203087 от 23.04.2021 г).

Границы месторождения Биикжал определены геологическим отводом.

Площадь отвода составляет 12,49 км^2, глубина - до кровли кристаллического фундамента.

Координаты горного отвода:

1) 54◦46`00`` с.ш., 46◦48`14`` в.д.
2) 54◦43`00`` с.ш., 46◦48`14`` в.д.
3) 54◦43`00`` с.ш., 46◦50`00`` в.д.
4) 54◦46`00``с.ш., 46◦50`00`` в.д.

Целевое назначение – осуществление операций по недропользованию.

5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществлении

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельностинет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных местрасположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработкиместорождения является 3 вариант разработки и принятые проектные решения.

Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые решения.

5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществленияпо данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в областиохраны окружающей среды

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета овозможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии стребованиями следующих основополагающих документов:

- Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утвержденаПриказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РеспубликиКазахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- действующими законодательными и нормативными документами РеспубликиКазахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

Недропользователи обязаны проводить мероприятия направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие идругие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – система разработки месторождения Биикжал.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Биикжал, а также ввод месторождения из консервации в промышленную разработку.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и нефтегазоносности месторождения. Дано описание стратиграфии, тектоники, объема проведенных геологоразведочных работ. Приведены характеристика коллекторов продуктивных горизонтов и физико-химические свойства нефти, газа и воды, а также запасы УВ, утвержденные ГКЗ РК.

Проведен анализ эксплуатационных показателей работы скважин, объектов разработки и

месторождения в целом. На основе анализа проведенной пробной эксплуатации обосновано выделение эксплуатационных объектов месторождения и расчетных вариантов.

Выполнены расчеты технологических показателей по базовому варианту и по вариантам с различной плотностью сетки скважин, с различным темпом ввода проектных скважин из бурения. Рассчитаны экономические показатели данных вариантов и по экономическим критериям выбран наиболее рациональный вариант для практического внедрения. На основе выбранного варианта с плотностью, темпом и порядком разбуривания, рассмотрены варианты с проведением геолого-технических мероприятий для совершенствования системы разработки и применением различных методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации притоков.

По результатам анализа технико-экономических показателей выбран 3 вариант разработки месторождения Биикжал.

По рекомендуемому 3 варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи: обоснованы способы эксплуатации скважин, разработаны мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями, даны рекомендации по системам сбора и транспорта продукции скважин и ППД.

Представлены рекомендации по организации и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин. Рекомендованы мероприятия по контролю разработки продуктивных пластов и эксплуатации скважин, по охране недр и окружающей среды. Выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Область применения – нефтяное месторождение Биикжал.

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 наудаленном расстоянии от жилой зоны.

В административном отношении площадь расположена на территории Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, чтовсе этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающейсреды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственнойдеятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как всторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, можетвызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственнозатрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессеразработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживанияместного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенноговоздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении Биикжал не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природнойсреды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотренынеобходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы иотдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуациейдолжны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинскихучреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказанияне отложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступлениеденежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основнойэкономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемойхозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательствомРеспублики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности –этовзаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохраннымаспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под котороепопадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периодареализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальныхотношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с цельюполучения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированныхспециалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядныхкомпаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды врезультате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностьюкомпенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случаереализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется надемографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы небудет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причинойувеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

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

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающихугодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во времяавтотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемыхприродных территорий.

При проведении работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросовнезначительны 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, шут,свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплыйпериод года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитанияпредставителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения ихчисленности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы иее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степенитехногенного 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 Биикжал.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Биикжал, а также ввод месторождения из консервации в промышленную разработку.

По результатам анализа технико-экономических показателей выбран 3 вариант разработки месторождения Биикжал.

По рекомендуемому 3 варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи: обоснованы способы эксплуатации скважин, разработаны мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями, даны рекомендации по системам сбора и транспорта продукции скважин и ППД.

Представлены рекомендации по организации и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин. Рекомендованы мероприятия по контролю разработки продуктивных пластов и эксплуатации скважин, по охране недр и окружающей среды. Выполнен расчет размера суммы обеспечения ликвидации последствий недропользования.

Область применения – нефтяное месторождение Биикжал.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта ивосстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохраннымзаконодательством РК.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Территория не имеет естественных водных объектов, поэтому проведение работ на этой площади не будет оказывать на них влияния.

Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате проведения полевых могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Основными источниками потенциального воздействия на геологическую среду и подземные воды при проведении работ, строительных работ будут являться транспорт и спецтехника.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период работ.

6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативовего качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочнобезопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в Жылойском районене осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ ватмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Жылойском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.5-1.

Таблица 6.5-1. Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код загр. веще-ства	На им енова ни е вещества	ПД К максим. разовая, мг/м3	ПД К средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Класс опас-ности
1	2	3	4	5	6
0301	Азота(IV)диоксид(Азотадиоксид) (4)	0.2	0.04		2
0304	Азот(II)оксид(Азотаоксид)(6)	0.4	0.06		3
0328	Углерод(Сажа,Углеродчерный)(583	0.15	0.05		3
0330	Серадиоксид(Ангидридсернистый, Сернистыйгаз,Сера(IV)оксид) (516)	0.5	0.05		3
0333	Сероводород(Дигидросульфид)(518)	0.008			2
0337	Углеродоксид(Окисьуглерода, Угарныйгаз)(584)	5	3		4
0405	Пентан(450)	100	25		4
0410	Метан(727*)			50	
0412	Изобутан(2-Метилпропан)(279)	15			4
0415	Смесьуглеводородовпредельных С1-С5(1502*)			50	
0416	Смесьуглеводородовпредельных С6-С10(1503*)			30	
0602	Бензол(64)	0.3	0.1		2
0616	Диметилбензол(смесьо-,м-,п-изомеров)(203)	0.2			3
0621	Метилбензол(349)	0.6			3
0627	Этилбензол(675)	0.02			3

1301	Проп-2-ен-1-аль(Акролеин, Акрилальдегид)(474)	0.03	0.01		2
1325	Формальдегид(Метаналь)(609)	0.05	0.01		2
2735	Масломинеральноенефтяное (веретенное,машинное,цилиндровое идр.)(716*)			0.05	
2754	АлканыС12-19/впересчетенаС/ (УглеводородыпредельныеС12-С19(в пересчетенаС);Растворитель РПК-265П)(10)	1			4

6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. Напредприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путегидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% игидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будетвоздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания,воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессепроведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или группособей 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 вуправлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительногопокрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительномуулучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу отсоциально 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 иценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядокиспользования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране ЗакономРеспублики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использованииобъектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологическихпамятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только сразрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы,проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическимиучреждениями, имеющими

государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников взонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важнойсоставной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должнывключаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных идругих работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектомдолжен 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 проявлятьбдительность 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 илиину компетентную организацию;

− в случае изменения границ земельных участков под строительство необходимаконсультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

− при автомобильной дороги все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Основными производственными операциями на м/р Биикжал при реализации проектных решений по «Проекту разработки...», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие исопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектовзависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатамиизменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферноговоздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнениеповерхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценкавоздействия при проведении планируемых работ на месторождении Биикжал на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменениякомпонентов окружающей среды. Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей,основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды; Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов.

- Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу принормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченнойинтенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;

-При производственной деятельности происходит образование и накоплениепроизводственных отходов. Отходы производства и потребления собираются вспециальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениямиот проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессепроизводственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительныепоследствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог инеконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования.	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных

	Шумовые воздействия	систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвеннорастительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссушение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия.Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальныхусловий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфереэкономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной иэкологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть какположительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействияна исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнениябщества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, внастоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оцениваетсяс точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества безучета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделятьследующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этойоценки являются

основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия

К прямым воздействиям относятся воздействия, оказываемые непосредственно во времяпроведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямоговоздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличениеприземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов итяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целомне вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентированамногочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и поего интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определенияпрямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлыхи настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать набудущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могутбыть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численностипопуляции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнениемпочв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важнопринимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а такжеидентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить натом же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектамихозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территориидругого государства.Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Биикжал (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие прireализации проектных решений не прогнозируется.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные длянаселения).

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, сильныхветров).

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промысловой характеристике продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах пластовых флюидов и запасах нефти и газа. Проанализировано текущее состояние разработки и проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки, определены причины отклонения фактических показателей от проектных. Рекомендованы мероприятия по совершенствованию системы разработки. Обоснованы исходные данные для проведения технологических расчетов.

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

При намечаемой деятельности от стационарных источников выбрасываетсяв атмосферу при разработки месторождения на год максимальной добычи следующие вещества с 1по 4 класс опасности:

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: при строительстве добывающих скважин: на 2026 год (при бурении 1-ой скважины №30) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн, на 2027 год (при бурении 2-х скважин №28, 31) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн, на 2028 год (при бурении 2-х скважин №33 и 29) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн, на 2029 год (при бурении 2-х скважин №34 и 36) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн, на 2030 год (при бурении 1-ой скважины №32) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн, на 2031 год (при бурении 2-х скважин №35 и 39) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн. При бурении нагнетательных скважин ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу: на 2029 год (от 1-ой скважины №37) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн, на 2030 год (от 1-ой скважины №38) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн. При расконсервации скважины №12 ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу на 2028 год составит 17.4500556213 г/сек и 63.6985366406 т/ период. При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2032 год): 22.104995774г/сек и 574.74208539 тонн в год. Перечень ЗВ представлен исходя из условия максимального воздействия (при регламентированной эксплуатации месторождения). При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при регламентированной эксплуатации месторожденияв год максимальной добычи (2032 год): следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс 0.00535 т, Марганец и его соединения 2 класс 0.00046 т, Азота (IV) диоксид 2 класс – 71.83748547т, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс – 11.673841389т, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс- 29.94790456т, Сера диоксид (3 класс) 5.1274064т, сероводород - 4.567566765т, Углерод оксид 4 класс – 308.9910456т, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) - 0.000375 т, Фториды неорганические плохо растворимые - 0.00165 т, бутона 4 класс- 1.2586308 тонн, гексан 4 класс -0.3458047тонн, пентан 4 класс 4.526600166т, метан - 34.35171414т, изобутан - 7.1029798т, Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) 67.7489723т, Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)- 14.3958012т, бензол 2 класс - 0.187926т, диметилбензол 3 класс - 0.0591074т, метилбензол – 3 класс 0.1181208т, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (1 класс)0.0000474058 т, Формальдегид (Метаналь) (2 класс)0.000055т, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)0.0001463 т, Алканы С12-19 (4 класс) 12.0011229т, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 0.03615т, Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) – 0.72962 т.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

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

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальныеконцентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояниядостижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектныхрешений на УН Биикжал превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере повсем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности непредусмотрены.

Предприятие не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. Всвязи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорнойоснове на полигоны других предприятий и на переработку.Все отходы временно складируются в специальные емкости и контейнеры, и по меренакопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складированияотходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их сбора(передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, гдеданные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованныхв соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках,в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации,размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями кобращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условиистрогого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как методрасчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативамобразования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета п фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ,проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от18.04.2008 г. № 100-п;
- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов»,утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РеспубликиКазахстан от 22 июня 2021 года № 206;
- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходовпроизводства».

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, контейнерах и иных объектах хранения).

Программой управления отходами учтены требование ст. 320 ЭК о временном складировании отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, гдеданные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению; требованияк раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

Недропользователь обязуется соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, образуемые отходы производства и потребления будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению изахоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. -сроки хранения ТБО в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, приплюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также присвоевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии,для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативноговоздействия на окружающую среду и здоровье населения.

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙИ ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ИПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты,анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасныхвеществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствамитребуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасноститаких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономическихфакторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективнуюинформацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения вотношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на тривопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период пробной эксплуатации продуктивногогоризонта верхнеюрских отложений месторождения Ракушечное требует оценкиэкологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельностиможно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимымизменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человекаможет восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влиянияна природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятиявыполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей средыпри нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место наместорождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения Биикжал можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовкиуглеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельностивлечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нуждыданного производства.

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной,статистической

информационной базы данных,учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации участка полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации участка и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически не вероятные аварии-редкие аварии-вероятные аварии-возможныенеполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звенье в технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнутьпри 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 сложностии, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3группы:

- первая-характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможнымзагрязнениемприродных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и несоздают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья-не управляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существен но превышающие значения ПДК назначительном расстояние отместаварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективны хметодов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии исценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации участка по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных свыбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведение работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с

неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при назведке на рассматриваемом территории являются:

• нарушение технологических процессов;

• технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;

• нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;

• отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;

• несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,

• переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;

• аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – *низкая.*

11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

-пожары;

-разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с 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 воздей- ствия от 10 до 100 км2.

- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продол- жительность воздействия от 3 лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изме- нения 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 окружа- ющей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким обра- зом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды,

почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимум а негативных последствий при разведке на предприятии:

✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

✓ Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

✓ Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;

✓ Трассирование откаточных автодороги других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;

✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установки оборудования;

✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

✓ При высоких скоростях ветра(10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.

✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;

✓ Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;

✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозбытовых сточных вод из гидроизолированных септиков;

✓ Движение автотранспорта на участке регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемым и по утвержденной главным инженером предприятия схеме;

✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в 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.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрыво- и пожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов, трубопроводов и их соединений;
- размещение вредных, взрыво- и пожароопасных процессов на отдельных открытых площадках;
- защита от повышения давления на напорных трубопроводах;
- аварийное автоматическое закрытие отсекающих задвижек на технологических трубопроводах и прекращение всех погрузочно-разгрузочных операций;
- антикоррозийное покрытие наружных поверхностей всех технологических трубопроводов.

Для исключения аварийных ситуаций на территории месторождения Биикжал планируется проведение ежедневного контроля за состоянием оборудования и нефтепроводами. Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих на предприятии противоаварийных норм и правил, в том числе:

- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства;
- автоматизация технологических процессов слива-налива нефти и дизтоплива;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и контроль за соблюдением этих правил при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, своевременная замена неисправного оборудования.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию. Для исключения утечек, арматуру необходимо содержать в чистоте, регулярно восстанавливать окраску наружной поверхности. Арматуру, которая в процессе эксплуатации находится в открытом или закрытом состоянии, необходимо ежемесячно набивать смазкой и проверять плавность открытия и закрытия.

11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

1) оперативную часть;
2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

1) мероприятия по спасению людей
2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
3) действия персонала при возникновении аварий;
4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие 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 питье- вой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к

снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

При реализации проектных решений на месторождении Биикжал предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольноизмерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 85 %;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 85 %.

ТБО сортировка согласно морфологического состава (48%) от общей массы, заключение договоров для дальнейшей передачи сторонним организациям на утилизацию или переработку вторичного сырья.

По окончании работ, пройденные поверхностные горные выработки будут засыпаны и рекультивированы.

Предусматривается строгий запрет на охоту и рыбалку в запрещенные сроки и запрещенными методами.

Обеспечение санитарно-гигиенических и экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях

водосбора и в местах залегания подземных вод; организация зоны санитарной охраны.

Оборудование и т.п. должны быть из числа разрешенных органами санитарно-эпидемиологического надзора.

Осуществление санитарно-гигиенических мероприятий, направленных на поддержание санитарно - гигиенического состояния, предупреждения производственной заболеваемости и травматизма.

Обеспечение мониторинга окружающей среды. Мониторинг состояния пром. площадки заключается в периодическом контроле. Контроль должен проводиться аккредитованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам.

В целях предотвращения загрязнения почвы проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением и нарушением рельефа;
- минимизировать нарушение и эрозию почв за счет использования существующих дорог и площадок;
- использование поддонов под механизмами для исключения утечки и проливов ГСМ и предотвращения загрязнения почв нефтепродуктами;
- восстановление нарушенных земель после полного окончания работ на участке с возвратом плодородного слоя на место после завершения работ.

В целях снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предусмотрены следующее мероприятия:

– исключения пыления с автомобильной дороги (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов предусмотреть дороги с организацией пылеподавления, или, необходимо использование специальных шин с низким давлением на почву (бескамерные, низкого и сверхнизкого давления).

Кроме того, предусмотрены мероприятия по пылеподавлению при выполнении земляных работ – организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей.

По завершению работ, связанных с перемещением грунта, необходимо провести работы по рекультивации земель в соответствии с условиями Кодекса «О недрах и недропользовании» и статьей 238 Экологического кодекса Республики Казахстан.

В целях минимизации возможного воздействия отходов на компоненты окружающей среды необходимо осуществлять ряд следующих мероприятий:

- раздельный сбор различных видов отходов;
- для временного хранения отходов использование специальных контейнеров, установленных на оборудованных площадках;
- обеспечить раздельное хранение твердо-бытовых отходов в контейнерах в зависимости от их вида;
- содержать в чистоте контейнеры, площадки для контейнеров, близлежащую территорию, оборудовать контейнерные площадки в соответствии с санитарными нормами и правилами;
- сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременная передача специализированным организациям для дальнейшей утилизации; сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременный вывоз на полигон отходов ТБО;
- оборудование специальных площадок, согласно действующих СНиП в РК, для временной парковки спецтехники и автотранспортных средств, а также временного хранения
- необходимого оборудования и материалов, используемых при проведении работ;
- очистка территории от мусора и остатков всех видов отходов, а также вывоз контейнеров с ними для утилизации в согласованные места после завершения строительных работ.

12.1. Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении Биикжал являются:

- пыльные бури;
- штормовой ветер;
- штиль;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и

поджог выбрасываемой смеси;

- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.2. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды, а также предотвращения вторичного загрязнения грунтовых вод через почву, атмосферные осадки, атмосферу компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия.

Компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов:

- контроль за рациональным использованием воды.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования.

Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

В соответсвии ст.222, 224 и 225 требованиями Экологического Кодекса РК предусматривается:

- Не допускается сброс сточных вод независимо от степени их очистки в поверхностные водные объекты в зонах санитарной охраны источников централизованного питьевого водоснабжения, курортов, в местах, отведенных для купания
- Сброс сточных вод в природные поверхностные и подземные водные объекты допускается только при наличии соответствующего экологического разрешения
- Запрещается сброс сточных вод без предварительной очистки, за исключением сбросов шахтных и карьерных вод горно-металлургических предприятий в пруды-накопители и (или) пруды-испарители, а также вод, используемых для водяного охлаждения, в накопители, расположенные в системе замкнутого (оборотного) водоснабжения.
- Недропользователи, проводящие поиск и оценку месторождений и участков подземных вод, а также водопользователи, осуществляющие забор и (или) использование подземных вод, обязаны обеспечить:

1) исключение возможности загрязнения подземных водных объектов;

2) исключение возможности смешения вод различных водоносных горизонтов и перетока из одних горизонтов в другие, если это не предусмотрено проектом (технологической схемой);

3) исключение возможности бесконтрольного нерегулируемого выпуска подземных вод, а в аварийных случаях – срочное принятие мер по ликвидации потерь воды;

4) по окончании деятельности – проведение рекультивации на земельных участках, нарушенных в процессе недропользования, забора и (или) использования подземных вод.

- Использование подземных вод питьевого качества для нужд, не связанных с питьевым и (или) хозяйственно-питьевым водоснабжением, не допускается, за исключением случаев, предусмотренных Водным кодексом Республики Казахстан и Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".

- На водосборных площадях подземных водных объектов, которые используются или могут быть использованы для питьевого и хозяйственно-питьевого водоснабжения, не допускаются захоронение отходов, размещение кладбищ, скотомогильников (биотермических ям) и других объектов, оказывающих негативное воздействие на состояние подземных вод.

- Запрещается ввод в эксплуатацию водозаборных сооружений для подземных вод без оборудования их водорегулирующими устройствами, водоизмерительными приборами, а также без установления зон санитарной охраны и создания пунктов наблюдения за показателями состояния подземных водных объектов в соответствии с водным законодательством Республики Казахстан.

- Запрещается орошение земель сточными водами, если это оказывает или может оказать вредное воздействие на состояние подземных водных объектов.

Также в соответствии с требованиями ст. 112, 115 Водного кодекса РК от 9 июля 2003 года №481 будут соблюдены ограничения правил эксплуатации, предохраняющие водные объекты от загрязнения, засорения, истощения.

12.3. Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

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

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;

- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

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

- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;

- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;

- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;

- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;

- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;

- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;

- выполнение противокоррозионных мероприятий;

- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых

перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

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

12.4. Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющихокружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных н восстановление плодородия земель.

Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

МЕРОПРИЯТИЯ, ИСКЛЮЧАЮЩИЕ ОБРАЗОВАНИЕ ЗАМАЗУЧЕННОГО ГРУНТА

Для исключения разгерметизации объектов хранения, транспортировки нефти и предупреждения аварийных выбросов нефти приняты следующие организационно-технические мероприятия:

- резервуары хранения оснащены дыхательными, предохранительными клапанами и огневыми преградителями, хлопушками;
- осуществляется постоянный контроль за уровнем жидкости в резервуарах;
- осуществляется контроль герметичности соединений трубопроводов и арматуры;
- осуществляется постоянный контроль за состоянием и исправностью технологического оборудования и трубопроводов, контрольно-измерительных приборов и автоматики, предохранительных клапанов.

В процессе эксплуатации защиту трубопроводов и оборудования линейной части трубопроводов от разгерметизации и предупреждение аварийного выхода нефти обеспечивает выполнение следующих технических решений и мероприятий:

- контроль давления на выходе добывающих скважин;
- обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;
- обследование состояния изоляции трубопроводов с последующей заменой дефектных участков изоляции;
- соблюдение технологической дисциплины и повышение квалификации обслуживающего персонала.

С целью исключения образование замазученного грунта в результате пролива нефти проводятся нижеследующие технические мероприятия:

- Обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;
- По результатам оценки технического состояния нефтепроводов проведение капитального ремонта поврежденных участков;
- Проводить ежедневные осмотры всех оборудовании;
- Контроль давления на выходе добывающих скважин.

12.5. Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций)

растений и животных;

- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвеннорастительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.

Согласно п.50 Параграфа 2 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Утверждены приказом и. о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 года №ҚР ДСМ-2), СЗЗ для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ.

При выборе газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

12.6. Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразияживотного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения Биикжал можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;

- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

12.7. Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

• размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;

• максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;

• рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;

• закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;

• принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;

• повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- запрещение несанкционированного складирования отходов.

Согласно п.п.1 п.1 статьи 397 Экологического Кодекса РК, проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды: 1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек

зрения, что должно быть обосновано в проектном документе для проведения операций по недропользованию.

Мероприятия по охране почвенного слоя в процессе реализации намечаемой деятельности включают три основных вида работ:

- снятие и временное складирование в отвал плодородного слоя почвы - выполняется в течение всего периода геологоразведки;
- реализация мер по организованному сбору образующихся отходов, исключающих возможность засорения земель - выполняется в течение всего периода работ;
- восстановление нарушенного почвенного покрова и приведение территории в состояние, природное для первоначального или иного использования - выполняется по окончанию работ.

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

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА

Согласно ст.241 ЭК РК «потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;

2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больницшкол, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙТСВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИ 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, образую- щиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основеимеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.
2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.
3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.
4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

− строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

− соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

−при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, арте- фактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все зем- ляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;

− в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима

консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной ар- хеологической 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 водоохранных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

14.1. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды можетсчитаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающихреально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из нихэкономические последствия.

Таблица 14.1-1– Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферурегиона на данный проектный период на месторождении Биикжал надо классифицироватьвеличину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя триосновных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и еговеличины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендацияхдействующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) сучетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностейсоциально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области и может повлечь за собой изменение социальных условийрегиона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферахэкономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной иэкологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствийаварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономическойсфере региона.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целяхподтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев изавершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

СогласноЭкологическому кодексу Республики Казахстан (Статья67.Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствииили 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 послепроектногоанализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатампослепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе. Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начатне ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцатьмесяцев 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, вкотором 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 интернетресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля**.**

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

• упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.

• применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;

• техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;

• использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;

• Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;

• применение современных технологий ведения работ;

• использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;

• проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);

• своевременное проведение работ по рекультивации земель;

• сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана

• установка контейнеров для мусора

• установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования.

Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в 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 17.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Табица 17- 1.

Масштабвоздействия (рейтинг относительноговоздействияинарушения)	**Показателивоздействияиранжированиепотенциальныхнарушений**
Пространственныймасштабвоздействия	
Локальный(1)	Площадьвоздействиядо1км^{2}дляплощадныхобъектовиливграницахзоны отчужденияглялинейных,нона удалениидо100мотлинейногообъекта

Ограниченный(2)	Площадьвоздействиядо10км^{2}дляплощадныхобъектовили наудалениидо1 км отлинейногообъекта
Местный(3)	Площадьвоздействиявпределах10-100км^{2}дляплощадныхобъектовили1-10 кмотлинейногообъекта
Региональный(4)	Площадьвоздействияболее100км^{2}дляплощадныхобъектовилинаудалении более10кмотлинейногообъекта
Временноймасштабвоздействия	
Кратковременный(1)	Длительностьвоздействиядобмесяцев
Средней продолжительности(2)	От6месяцевдо1 года
Продолжительный(3)	От1 годадо 3-хлет
Многолетний(4)	Продолжительностьвоздействияот3-хлетиболее
Интенсивностьвоздействия(обратимостьизменения)	
Незначительная(1)	Изменения не выходят за существующие пределы природной средыи зменчивости
Слабая(2)	Изменениясредыпревышаютпределыприроднойизменчивости,носреда полностьюсамовосстанавливается
Умеренная(3)	Изменениясредыпревышаютпределыприроднойизменчивости,приводятк нарушениюотдельныхкомпонентовприроднойсреды.Природнаясредасохраняетспособностьксамовосстановлению поврежденныхэлементов
Сильная(4)	Изменениясредыприводят к значительнымнарушениямкомпонентовприроднойсредыи/илиэкосистемы.Отдельныекомпоненттыприроднойсредытеряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится катмосферномувоздуху)
Интегральнаяоценкавоздействия(суммарнаязначимостьвоздействия)	
Воздействиенизкойзначимости(1-8)	Последствиявоздействияиспытываются,новеличинавоздействиядостаточно низка,атакженаходитсявпределахдопустимыхстандартовилирецепторыимеютнизкую чувствительность /ценность
Воздействиесреднейзначимости(9-27)	Может иметьширокийдиапазон,начиная отпорогового значения,нижекотороговоздействиеявляетсянизким,доуровня,почтинарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижениявоздействиясреднейзначимости
Воздействиевысокойзначимости(28-64)	Имеетместо,когдапревышеныдопустимыепределыинтенсивностинагрузкинакомпонентприроднойсредыиликогдаотмечаютсявоздействиябольшого масштаба,особенновотношениициенных/чувствительныхресурсов

Таблица 17-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категориявоздействия,балл			**Категориязначимости**	
Пространственныймасштаб	**Временноймасштаб**	**Интенсивностьвоздействия**	**Баллы**	**Значимость**
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1-8	Воздействие низкойзначимости
Ограниченный 2	Среднейпродолжительности 2	Слабая 2		
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	9-27	Воздействие среднейзначимости
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 4	28-64	Воздействиевысокойзначимости

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

17.2. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие

величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

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

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

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2-1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическуюсреду

Масштаб воздействия(рейтинготносительного воздействияинарушения)	**Показателивоздействияиранжированиепотенциальныхнарушений**
Пространственныймасштабвоздействия	
Нулевое(0)	Воздействиеотсутствует
Точечное(1)	Воздействиепроявляетсянатерриторииразмещенияобъектовпроекта
Локальное(2)	Воздействиепроявляетсянатерриторииблизлежащихнаселенныхпунктов
Местное(3)	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административныхрайонов
Региональное(4)	Воздействиепроявляетсянатерриторииобласти
Национальное(5)	Воздействиепроявляетсянатерриторииинесколькихсмежныхобластейили республикивцелом
Временноймасштабвоздействия	
Нулевое(0)	Воздействиеотсутствует
Кратковременное(1)	Воздействиепроявляетсянапротяжениименее3-хмесяцев
Средней продолжительности(2)	Воздействиепроявляетсянапротяженииотодногосезона(больше3–хмесяцев) до1 года
Долговременное(3)	Воздействиепроявляетсявтечениепродолжительногопериода(больше1года, номеньше3-хлет).Обычноохватываетвременныерамкистроительстваобъектовпроекта
Продолжительное(4)	Продолжительностьвоздействияот3-хдо5лет.Обычносоответствуетвыводу объектанапроектнуюмощность
Постоянное(5)	Продолжительностьвоздействияболее5лет
Интенсивностьвоздействия(обратимостьизменения)	
Нулевое(0)	Воздействиеотсутствует
Незначительное(1)	Положительныеиотрицательныеотклонениявсоциально-экономическойсфере соответствуютсуществовавшимдоначалареализациипроектаколебаниямизменчивостиэтогопоказателя
Слабое(2)	Положительныеиотрицательныеотклонениявсоциально-экономическойсфере превышаютсуществующиетенденцииивизмененииусловийпроживаниявнаселенныхпунктах
Умеренное(3)	Положительныеиотрицательныеотклонениявсоциально-экономическойсфере превышаютсуществующиеусловиясреднерайонногоуровня
Значительное(4)	Положительныеиотрицательныеотклонениявсоциально-экономическойсфере превышаютсуществующиеусловиясреднеобластногоуровня
Сильное(5)	Положительныеиотрицательныеотклонениявсоциально-экономическойсфере превышаютсуществующиеусловиясреднереспубликанскогоуровня

Интегральнаяоценкавоздействияпредставляетсобой2-хступенчатыйпроцесс.

Баллполученнойинтегральнойоценкипозволяетопределитьинтегрированный,итоговыйуровеньвоздействия(высокий,средний,низкий)наконкретныйкомпонентсоциально-

экономическойсреды,представленный втаблице17.2-2.

Таблица17.2-2-Матрицаоценкивоздействиянасоциально-экономическуюсферувштатномрежиме

Итоговыйбалл	Итоговоевоздействие
отплюс1 доплюс5	Низкоеположительноевоздействие
отплюс6доплюс10	Среднееположительноевоздействие
отплюс11 доплюс15	Высокоеположительноевоздействие
0	Воздействиеотсутствуе т
отминус1доминус5	Низкоеотрицательноевоздействие
отминус6доминус10	Среднееотрицательноевоздействие
отминус11 доминус15	Высокоеотрицательноевоздействие

1. Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

2. "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2.

3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280

4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.

5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996г.

6. Методические указания по расчету выбросов за грязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и 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

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненые для решений «Проект разработки месторождения Биикжал» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источников выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

Объект исследования – система разработки месторождения Биикжал.

Недропользователем является ТОО «KhamAdpartners», имеющее Контракт №4934-УВС от 18.06.2021г. на разведку и добычу углеводородов сроком до 18.06.2027 г. Участок недр предоставлен Товариществу для осуществления операций по недропользованию по итогам аукциона, решением комиссии по проведению конкурса на получение права недропользования Министерства Энергетики РК (протокол №203087 от 23.04.2021 г). Границы месторождения Биикжал определены геологическим отводом. Площадь отвода составляет 12,49 км^2, глубина - до кровли кристаллического фундамента. Координаты горного отвода: 1) 54◦46`00`` с.ш., 46◦48`14`` в.д. 2) 54◦43`00`` с.ш., 46◦48`14`` в.д. 3) 54◦43`00`` с.ш., 46◦50`00`` в.д. 4) 54◦46`00``с.ш., 46◦50`00`` в.д. Целевое назначение – осуществление операций по недропользованию.



Рисунок 1. Обзорная карта

1) Намечаемой деятельностью предусматривается разработка месторождения Биикжал. Месторождение Биикжал расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, в

административном отношении входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан, центром которого является город Кульсары, находящийся в 65 км к северо-западу. Областной центр Атырау находится на расстоянии 290 км на северо-запад. Ближайшим населенным пунктом является – районный центр г. Кульсары. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Мунайлы, Кульсары, которые находятся в разработке более 50 лет. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, с областным центром по автодороге с твердым покрытием. В 65 км проходит железная дорога Атырау - Мангышлак с узловой станцией в г. Кульсары, западнее месторождения проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия-Центр» и нефтепровод «Мангышлак-Самара»

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 осуществлениипректируемых работ оказывать не будет.В связи с тем, что территория участка расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет.Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и монитринга 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:** при строительстве добывающих скважин: на 2026 год (при бурении 1-ой скважины №30) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн, на 2027 год (при бурении 2-х скважин №28, 31) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн, на 2028 год (при бурении 2-х скважин №33 и 29) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн, на 2029 год (при бурении 2-х скважин №34 и 36) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн, на 2030 год (при бурении 1-ой скважины №32) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн, на 2031 год (при бурении 2-х скважин №35 и 39) составит – 30.00652086 г/сек и 633.02118035 тонн. При бурении нагнетательных скважин ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу: на 2029 год (от 1-ой скважины №37) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн, на 2030 год (от 1-ой скважины №38) составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн. При расконсервации скважины №12 ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу на 2028 год составит 17.4500556213 г/сек и 63.6985366406 т/ период. При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2032 год): 22.104995774г/сек и 574.74208539 тонн в год. Перечень ЗВ представлен исходя из условия максимального воздействия (при регламентированной эксплуатации месторождения). При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при регламентированной эксплуатации месторожденияв год максимальной добычи (2032 год): следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс 0.00535 т, Марганец и его соединения 2 класс 0.00046 т, Азота (IV) диоксид 2 класс – 71.83748547т, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс – 11.673841389т, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс- 29.94790456т, Сера диоксид (3 класс) 5.1274064т, сероводород - 4.567566765т, Углерод оксид 4 класс – 308.9910456т, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) - 0.000375 т, Фториды неорганические плохо растворимые - 0.00165 т, бутона 4 класс- 1.2586308 тонн, гексан 4 класс -0.3458047тонн, пентан 4 класс 4.526600166т, метан - 34.35171414т, изобутан - 7.1029798т, Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) 67.7489723т, Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)- 14.3958012т, бензол 2 класс - 0.187926т, диметилбензол 3 класс - 0.0591074т, метилбензол – 3 класс 0.1181208т, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (1 класс)0.0000474058 т, Формальдегид (Метаналь) (2 класс)0.000055т, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)0.0001463 т, Алканы С12-19 (4 класс)

12.0011229т, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 0.03615т, Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) – 0.72962 т.

Сбросы загрязняющих веществ: Водоснабжение. На объектах хозяйственно-бытовые стоки, образующиеся в результате жизнедеятельности рабочего персонала, собираются в специальный септик, выполненный в гидроизоляционном исполнении, для предотвращения проникновения его содержимого в почву. По мере накопления содержимое септика вывозится ассенизационной машиной на близлежащий очистные сооружения согласно договору.Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники и оборудования, а также стоки, образующиеся после мытья и ремонта оборудования и трубопроводов, собираются в металлическую емкость. По мере накопления содержимое емкости вывозится согласно договору.В связи с отсутствием накопителей сточных вод и своевременным вывозом, на территории предприятии мониторинг сточных вод не предусматривается. Сбросточных вод в природные водоёмы и водотоки и на рельеф местности не предусматривается..

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: В процессе разработки месторождении образуются опасные и неопасные виды отходов. Предварительный перечень отходов в процессе строительства скважины на 2026 и 2030 годы (от 1-ой скв. в году) составит: всего 900,67414 т, в том числе: Буровой шлам (опасные) - 379,75 т; ОБР (опасные) - 494,8546 т; Отработанное масло (опасные) -9,36324 т; ТБО (неопасные) - 5,249 т; Металлолом (неопасные) -5,07 т; Огарки электродов (неопасные) -0,0363 т; Тара из под химреагентов (опасные) -2,5 т, Промасленная ветошь (опасные) - 0,3556 т,Отработанные люминесцентные лампы (опасные) - 0,003 т. Металлические емкости из под масла(опасные) - 3,4924 т. На 2027, 2028, 2029 и 2031 годы (при бурении 2-х скв. на каждый год) составит: всего1801,34828 т, в том числе: Буровой шлам (опасные) - 759,5 т; ОБР (опасные) - 989,7092 т; Отработанное масло (опасные) - 18,72648 т; ТБО (неопасные) - 10,498 т; Металлолом (неопасные) -10,14 т; Огарки электродов (неопасные) -0,0726 т; Тара из под химреагентов (опасные) -5 т, Промасленная ветошь (опасные) - 0,7112т, Отработанные люминесцентные лампы (опасные) - 0,006 т. Металлические емкости из под масла (опасные) - 6,9848 т. При расконсервации одной скв. №12 на 2028 год: промасленная ветошь (опасные) - 0,1334 т, отработанные масла (опасные) - 8,12 т, Отработанные люминесцентные лампы (опасные) - 0,0079 т, Металлические емкости из под масла(опасные) - 1,7462 , Тара из-под химреагентов - 0,225 т, Буровой шлам (опасные) - 261,1 т, Отработанный буровой раствор (опасные) - 368,75 т, ТБО (неопасные) - 5,249 тонн; Металлолом (неопасные) - 5,07 т; Огарки электродов (неопасные) - 0,0363 т, Всего: 650,4378 тонн. При бурении нагнетательных скважин: на 2029 и 2030 годы (от 1-ой скв. в год) составит: всего 900,67414 тонн, в том числе: Буровой шлам (опасные) - 379,75 т; ОБР (опасные) - 494,8546 т; Отработанное масло (опасные) - 9,36324 т; ТБО (неопасные) - 5,249 т; Металлолом (неопасные) -5,07 тонн; Огарки использованных электродов (неопасные)-0,0363 т; Тара из под химреагентов (опасные) - 2,5 т, Промасленная ветошь (опасные) - 0,3556 т, Отработанные люминесцентные лампы (опасные) - 0,003 т. Металлические емкости из под масла (опасные) - 3,4924 т. Предварительный перечень отходов при эксплуатации месторождения на 1 год составит: 865,562 т, в том числе: Отработанные люминесцентные и ртутные лампы (опасные) - 0,384 т; Промасленная ветошь (опасные) -0,254 т; Отработанные масла всех типов (опасные) - 33,9 т; Металлолом (неопасные) -12,05 т; Коммунальные отходы (ТБО) (неопасные) - 75 т, пищевые отходы (неопасные) - 10,25 т, нефтешлам жидкий (опасные) - 50,25 т, нефтешлам твердый (опасные) - 150,25 т, Отработанные аккумуляторы (опасные) - 0,545 т, отработанные фильтры (опасные) - 0,9 т, отработанные шины (опасные) - 0,56 т. отходы орг.техники (неопасные) - 0,1 т, Огарки электродов (неопасные) -0,163 т, отработанный картридж (неопасные) - 0,5 т, пластиковые отходы (опасные) -0,45 т, изношенные средства защиты и спецодежды (неопасные) - 2,5 т, отходы бумаги и картона (неопасные) - 0,75 т, отходы ЛКМ (опасные) - 0,106 т, замазученный грунт - 20 т, буровой шлам - 355,45 т, строительный мусор - 20,0 т. Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы

объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов..

4) Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле.

5) Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:

Профессиональная подготовка работника:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);
- повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями). Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующихмероприятий:
- разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;
- первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио–и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен умело воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

6) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того,

как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности.По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматривается. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

7) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
- Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

СПИСОКИСПОЛЬЗОВАННЫХДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).

2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.

3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).

4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).

5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).

6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).

7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями).

8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.

9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.

11. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.

12. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.

13. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70;

14. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);

15. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».

16. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

17. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».

18. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».

19. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

20. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

21. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

22. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».

23. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.

24. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.

25. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.

26. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).

Приложение№1

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

ПРИ БУРЕНИЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

От 1-ой скважины
Строительство буровой площадки и монтаж буровой установки, подготовительные работы к бурению

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001,Сварочный агрегат

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 3.12

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов $T_{oг}$, K, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{oг}$, кг/с:

$$G_{oг} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 100 = 0.1744 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{oг}$, кг/м^3:

$$\gamma_{oг} = 1.31 / (1 + T_{oг} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{oг}$, м^3/с:

$$Q_{oг} = G_{oг} / \gamma_{oг} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	0.09984	0	0.213333333	0.09984
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.016224	0	0.034666667	0.016224
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.00624	0	0.013888889	0.00624
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.0156	0	0.033333333	0.0156
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	0.08112	0	0.172222222	0.08112
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000000172	0	0.000000333	0.000000172
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.00156	0	0.003333333	0.00156
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С);	0.080555556	0.03744	0	0.080555556	0.03744

	Растворитель РПК-265П) (10)					

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001, Участок сварки

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

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*** **= 300**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, ***BMAX*** **= 1.9**

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 · B / 10^6*** **= 10.69 · 300 / 10^6 = 0.00321**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600*** **= 10.69 · 1.9 / 3600 = 0.00564**

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 · B / 10^6*** **= 0.92 · 300 / 10^6 = 0.000276**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600*** **= 0.92 · 1.9 / 3600 = 0.000486**

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 · B / 10^6*** **= 1.4 · 300 / 10^6 = 0.00042**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600*** **= 1.4 · 1.9 / 3600 = 0.000739**

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 · B / 10^6*** **= 3.3 · 300 / 10^6 = 0.00099**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600*** **= 3.3 · 1.9 / 3600 = 0.00174**

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 · B / 10^6*** **= 0.75 · 300 / 10^6 = 0.000225**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600*** **= 0.75 · 1.9 / 3600 = 0.000396**

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 · GIS · B / 10^6*** **= 0.8 · 1.5 · 300 / 10^6 = 0.00036**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = KNO2 · GIS · BMAX / 3600*** **= 0.8 · 1.5 · 1.9 / 3600 = 0.000633**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_ = KNO · GIS · B / 10^6*** **= 0.13 · 1.5 · 300 / 10^6 = 0.0000585**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = KNO · GIS · BMAX / 3600*** **= 0.13 · 1.5 · 1.9 / 3600 = 0.000103**

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 · B / 10^6*** **= 13.3 · 300 / 10^6 = 0.00399**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600*** **= 13.3 · 1.9 / 3600 = 0.00702**

ИТОГО:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00564	0.00321
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000486	0.000276

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000633	0.00036
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000103	0.0000585
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00702	0.00399
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000396	0.000225
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00174	0.00099
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)	0.000739	0.00042

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватора

Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для
пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических
указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных
материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Глина
Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %
Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0* = 1**
Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с
Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1* = 1.2**
Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4* = 1**
Высота падения материала, м, ***GB* = 2**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5* = 0.7**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q* = 80**
**Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, *N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 572**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 2.9**
Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
Валовый выброс, т/год (9.24), ***_M_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 572 · (1-0) · 10^{-6} = 0.0384**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 2.9 · (1-0) / 3600 = 0.05413**
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)	0.05413000	0.0384000

**Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, *N* = 0.85**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 572**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 2.9**
Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
Валовый выброс, т/год (9.24), ***_M_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 572 · (1-0.85) · 10^{-6} = 0.00577**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 2.9 · (1-0.85) / 3600 = 0.00812**
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,	0.00812	0.00577

	кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозера

Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Глина
Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %
Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0* = 1**
Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с
Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1* = 1.2**
Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4* = 1**
Высота падения материала, м, ***GB* = 2**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5* = 0.7**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q* = 80**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 782.3**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 4**
Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
Валовый выброс, т/год (9.24), ***_M_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 782.3 · (1-0) · 10^-6 = 0.0526**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 4 · (1-0) / 3600 = 0.0747**
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)	0.0747	0.0526

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, *N* = 0.85
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 782.3**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 4**
Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
Валовый выброс, т/год (9.24), ***_M_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 782.3 · (1-0.85) · 10^-6 = 0.00789**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 4 · (1-0.85) / 3600 = 0.0112**
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)	0.0112	0.00789

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Выбросы пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для

пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических
указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных
материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Глина
Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %
Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0*** **= 1**
Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с
Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1*** **= 1.2**
Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4*** **= 1**
Высота падения материала, м, ***GB*** **= 2**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5*** **= 0.7**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q*** **= 80**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N*** **= 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD*** **= 487.5**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH*** **= 2.5**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^{-6}*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 487.5 · (1-0) · 10^{-6} = 0.03276**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 2.5 · (1-0) / 3600 = 0.0467**
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)	0.0467	0.03276

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, *N* = 0.85
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD*** **= 487.5**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH*** **= 2.5**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^{-6}*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 487.5 · (1-0.85) · 10^{-6} = 0.00491**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 2.5 · (1-0.85) / 3600 = 0.007**
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)	0.007	0.00491

Бурение и крепление скважины

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 0002-0003, Дизель генератор B8L- N-372 кВт (БУ)
Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 95.86
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 385
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 210.8
Температура отработавших газов $T_{ог}$, K, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 385 = 0.70769776 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.70769776 / 0.531396731 = 1.331769126 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.821333333	3.06752	0	0.821333333	3.06752
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.133466667	0.498472	0	0.133466667	0.498472
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.053472222	0.19172	0	0.053472222	0.19172
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.128333333	0.4793	0	0.128333333	0.4793
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.663055556	2.49236	0	0.663055556	2.49236
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001283	0.000005272	0	0.000001283	0.000005272
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.012833333	0.04793	0	0.012833333	0.04793
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.310138889	1.15032	0	0.310138889	1.15032

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004-0005, Дизельный двигатель G12V190PZL N-810 кВт (БУ)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

~~~~~~

Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 85

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 810

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 117.28

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 117.28 * 810 = 0.828372096 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3 :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3 ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3 /с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.828372096 / 0.531396731 = 1.558858095 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.512	2.38	0	1.512	2.38
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2457	0.38675	0	0.2457	0.38675
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07875	0.1275	0	0.07875	0.1275
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.315	0.51	0	0.315	0.51
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.1925	1.87	0	1.1925	1.87
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000002475	0.000003825	0	0.000002475	0.000003825
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0225	0.034	0	0.0225	0.034
~~~~~~

2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.54	0.85	0	0.54	0.85

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Дизельный генератор DBL N-300кВт (вах.пос)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 78.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 210.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 300 = 0.5514528 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3 :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3 ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3 /с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.5514528 / 0.531396731 = 1.037742176 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	2.512	0	0.64	2.512
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	0.4082	0	0.104	0.4082
0328	Углерод (Сажа, Углерод	0.041666667	0.157	0	0.041666667	0.157

	черный) (583)					
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	0.3925	0	0.1	0.3925
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	2.041	0	0.516666667	2.041
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001	0.000004318	0	0.000001	0.000004318
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.03925	0	0.01	0.03925
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	0.942	0	0.241666667	0.942

Источник загрязнения N 0007, Дизельный генератор DBL N-300кВт (вах.пос)

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
~~~~~~

Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 40

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 210.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 300 = 0.5514528 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.5514528 / 0.531396731 = 1.037742176 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$
~~~~~~

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	1.28	0	0.64	1.28
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	0.208	0	0.104	0.208
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	0.08	0	0.041666667	0.08
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	0.2	0	0.1	0.2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	1.04	0	0.516666667	1.04
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001	0.0000022	0	0.000001	0.0000022
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.02	0	0.01	0.02
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	0.48	0	0.241666667	0.48

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0008, Котельная установка ПКН-2М

Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, ***КЗ*** **= Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**
Расход топлива, т/год, ***BT*** **= 73.4**
Расход топлива, г/с, ***BG*** **= 17.7**
Марка топлива, ***M*** **= Дизельное топливо**
Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), ***QR*** **= 10210**
Пересчет в МДж, ***QR*** **=** ***QR*** **·** ***0.004187*** **= 10210 · 0.004187 = 42.75**
Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), ***AR*** **= 0.025**
Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), ***A1R*** **= 0.025**
Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), ***SR*** **= 0.3**
Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), ***S1R*** **= 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, ***QN*** **= 1**
Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, ***QF*** **= 1**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), ***KNO*** **= 0.011**
Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, ***B*** **= 0**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.011 \cdot (1 / 1)^{0.25} = 0.011$
Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 73.4 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.0345$
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 17.7 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.00832$
Выброс азота диоксида (0301), т/год, $_M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.0345 = 0.0276$
Выброс азота диоксида (0301), г/с, $_G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.00832 = 0.00666$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $_M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.0345 = 0.004485$
Выброс азота оксида (0304), г/с, $_G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.00832 = 0.001082$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), ***NSO2*** = **0.02**
Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), ***H2S*** = **0**
Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), ***_M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT*** = **0.02 · 73.4 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 73.4 = 0.432**
Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), ***_G_ = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG*** = **0.02 · 17.7 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 17.7 = 0.104**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q4*** = **0**
Тип топки: Камерная топка
Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q3*** = **0.5**
Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, ***R*** = **0.65**
Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), ***CCO = Q3 · R · QR*** = **0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**
Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), ***_M_ = 0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100)*** = **0.001 · 73.4 · 13.9 · (1-0 / 100) = 1.02**
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), ***_G_ = 0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100)*** = **0.001 · 17.7 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.246**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), ***F*** = **0.01**
Тип топки: Камерная топка
Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), ***_M_ = BT · AR · F*** = **73.4 · 0.025 · 0.01 = 0.01835**
Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), ***_G_ = BG · A1R · F*** = **17.7 · 0.025 · 0.01 = 0.004425**

Итого:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00666	0.0276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001082	0.004485
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004425	0.01835
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.104	0.432
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	1.02

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0009,Цементировочный агрегат ЦА-320М 176кВт
Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
~~~~~~

Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 5.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов $T_{ог}$, K, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3 :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3 ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3 /с:
~~~~~~

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$ **= 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987** (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	0.176	0	0.375466667	0.176
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.0286	0	0.061013333	0.0286
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.011	0	0.024444444	0.011
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.0275	0	0.058666667	0.0275
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.143	0	0.303111111	0.143
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.000000303	0	0.000000587	0.000000303
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.00275	0	0.005866667	0.00275
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	0.066	0	0.141777778	0.066

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0010, Передвижная паровая установка (ППУ)

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, ***КЗ*** **= Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, ***BT*** **= 30**

Расход топлива, г/с, ***BG*** **= 2.8**

Марка топлива, ***M*** **= Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), ***QR*** **= 10210**

Пересчет в МДж, ***QR*** **=** ***QR*** **·** ***0.004187*** **= 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), ***AR*** **= 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), ***A1R*** **= 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), ***SR*** **= 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), ***S1R*** **= 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, ***QN*** **= 0.1**
Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, ***QF*** **= 0.1**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), ***KNO*** **= 0.03116**
Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, ***B*** **= 0**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.03116 \cdot (0.1 / 0.1)^{0.25} = 0.03116$
Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 30 \cdot 42.75 \cdot 0.03116 \cdot (1-0) = 0.04$
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 2.8 \cdot 42.75 \cdot 0.03116 \cdot (1-0) = 0.00373$
Выброс азота диоксида (0301), т/год, $_M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.04 = 0.032$
Выброс азота диоксида (0301), г/с, $_G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.00373 = 0.002984$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $_M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.04 = 0.0052$
Выброс азота оксида (0304), г/с, $_G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.00373 = 0.000485$

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), $_M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 30 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 30 = 0.1764$
Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $_G_ = 0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 2.8 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 2.8 = 0.01646$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q4*** **= 0**
Тип топки: Камерная топка
Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q3*** **= 0.5**
Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, ***R*** **= 0.65**
Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$
Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $_M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 30 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.417$
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $_G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 2.8 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.0389$

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), $_M_ = BT \cdot AR \cdot F = 30 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0075$
Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $_G_ = BG \cdot A1R \cdot F = 2.8 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0007$

Итого:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.002984	0.032
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000485	0.0052
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0007	0.0075
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01646	0.1764
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0389	0.417

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011,Смесительная машина СМН-20

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 12.23
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 132
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 88
Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 88 * 132 = 0.10129152$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.10129152 / 0.531396731 = 0.190613743$ (А.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса W_i , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)
Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO
Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2816	0.39136	0	0.2816	0.39136
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.04576	0.063596	0	0.04576	0.063596
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.018333333	0.02446	0	0.018333333	0.02446
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	0.06115	0	0.044	0.06115
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.227333333	0.31798	0	0.227333333	0.31798
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000044	0.000000673	0	0.00000044	0.000000673
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0044	0.006115	0	0.0044	0.006115
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.106333333	0.14676	0	0.106333333	0.14676

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 6005, Узел приготовления цементного раствора
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.5 - 1.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0*** **= 1.5**
Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с
Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1*** **= 1.2**
Местные условия: склады, хранилища открытые с 1-й стороны
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4*** **= 0.1**
Высота падения материала, м, ***GB*** **= 0.5**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5*** **= 0.4**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q*** **= 120**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N*** **= 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD*** **= 106**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH*** **= 0.37**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^{-6}*** **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.4 · 120 · 106 · (1-0) · 10^{-6} = 0.000916**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.4 · 120 · 0.37 · (1-0) / 3600 = 0.000888**
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)	0.000888	0.000916

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 6006, Емкость для дизтоплива
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** **= Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/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*** **= 477.55**
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*** **= 477.55**
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*** **= 30**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR*** **= 1**

Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM*** **= 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR*** **= 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI*** **= 0.27**
GHR = GHR + GHRI · KNP · NR **= 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 20**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR*** **= 1**

Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM*** **= 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR*** **= 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI*** **= 0.27**
GHR = GHR + GHRI · KNP · NR **= 0.000783 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.001566**
Проводился дополнительный расчет по формуле 5.1.7
Коэффициент Kpsr = сумма((Kpsr(i)*V(i)*Nr(i))/(V(i)*Nr(i))), ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 50**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.001566**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600* = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10*$^{-6}$ + GHR = (2.36 · 477.55 + 3.15 · 477.55) · 0.1 · 10^{-6} + 0.001566 = 0.00183**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 99.72 · 0.00183 / 100 = 0.001825**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.28 · 0.00183 / 100 = 0.00000512**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000512
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001825

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Насос для перекачки дизтоплива
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки
Нефтепродукт: Дизельное топливо
Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С
Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала
Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), ***Q* = 0.04**
Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***N1* = 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1* = 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_* = 1200**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6* = 0.04 · 1 / 3.6 = 0.01111**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000* = (0.04 · 1 · 1200) / 1000 = 0.048**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 99.72 · 0.048 / 100 = 0.0479**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 99.72 · 0.01111 / 100 = 0.01108**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 0.28 · 0.048 / 100 = 0.0001344**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.28 · 0.01111 / 100 = 0.0000311**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0001344
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.0479

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6008, Емкость для хранения масла
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, ***NP* = Масла**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C* = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY* = 0.25**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ* = 4.165**
Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), ***YYY* = 0.25**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, ***BVL* = 4.165**
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* = 6**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR* = 1**

Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM* = 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR* = 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI* = 0.27**
***GHR* = *GHR* + *GHRI* · *KNP* · *NR* = 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 6**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.0000729**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G* = *C* · *KPMAX* · *VC* / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M* = (*YY* · *BOZ* + *YYY* · *BVL*) · *KPMAX* · 10^{-6} + *GHR* = (0.25 · 4.165 + 0.25 · 4.165) · 0.1 · 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000731**

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* · *M* / 100 = 100 · 0.0000731 / 100 = 0.0000731**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_* = *CI* · *G* / 100 = 100 · 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	0.0000731

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 6009, Блок приготовления бурового раствора
Список литературы:
1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q* = 0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X* = 0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N* = 17**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_* = 624**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G* = *X* · *Q* · *N* = 0.07 · 0.006588 · 17 = 0.00784**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G* = *G* / 3.6 = 0.00784 / 3.6 = 0.002178**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_* = *G* · *C* / 100 = 0.002178 · 63.39 / 100 = 0.00138**
Валовый выброс, т/год, ***_M_* = *_G_* · *_T_* · 3600 / 10^6 = 0.00138 · 624· 3600 / 10^6 = 0.0031**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_* = *G* · *C* / 100 = 0.002178 · 14.12 / 100 = 0.0003075**
Валовый выброс, т/год, ***_M_* = *_G_* · *_T_* · 3600 / 10^6 = 0.0003075 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.00069**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_* = *G* · *C* / 100 = 0.002178 · 3.82 / 100 = 0.0000832**
Валовый выброс, т/год, ***_M_* = *_G_* · *_T_* · 3600 / 10^6 = 0.0000832 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.000187**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_* = *G* · *C* / 100 = 0.002178 · 2.65 / 100 = 0.0000577**
Валовый выброс, т/год, ***_M_* = *_G_* · *_T_* · 3600 / 10^6 = 0.0000577 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.000130**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C* = 2.68**

Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.002178 · 2.68 / 100 = 0.0000584**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0000584 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.000131**

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.111024**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.35**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 27**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 624**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.35 · 0.111024 · 27 = 1.05**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 1.05 / 3.6 = 0.2917**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.2917 · 63.39 / 100 = 0.185**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.185 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.4156**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.2917 · 14.12 / 100 = 0.0412**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0412 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.0925**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.2917 · 3.82 / 100 = 0.01114**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.01114 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.02502**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.2917 · 2.65 / 100 = 0.00773**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00773 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.01736**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.2917 · 2.68 / 100 = 0.00782**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00782 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.01757**
Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	*Технологич. поток*	*Общее кол-во, шт.*	*Время работы, ч/г*
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	624
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	27	624

Итоговая таблица:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0078200	0.017701
0405	Пентан (450)	0.0077300	0.017490
0410	Метан (727*)	0.0412000	0.093190
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0111400	0.025207
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1850000	0.418700

Источник загрязнения N 6010, Емкость для хранения бурового раствора
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов
в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов
Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута
4 (южная) климатическая зона
Общий объем рабочих емкостей м3, **Vж = 50**
Площадь испарения поверхности, м2, ***F = _X2_ · _Y2_*** **= 0 · 0 = 40**
Удельный выброс загряз.в-в кг/ч*м2, **g = 0.02**
Коэффициент зависящий от укрытия емкости, **$К_{11}$ = 0.1**
Время работы, час **T = 624**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Количество выбросов углеводородов производиться по формуле:
Пр кг/час = Fом * g * $К_{11}$ = 40*0.02*0.1 = 0.0800

Пр г/сек = 0.08 * 1000 / 3600 = 0.0222
Пр т/год = 0.0222 / 1000000 *624* 3600 = 0.04987
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= 0.04987**
Итого:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0222000	0.0498700

Источник загрязнения N 6011, Емкость бурового шлама
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов
в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов
Расчет по пункту 5.3.1. При эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов
4 (южная) климатическая зона
Группа нефтепродуктов: 6 группа
Нефтепродукт: Прочие жидкие нефтепродукты
Производительность закачки, м3/час, ***V0*** **= 1.5**
Объем газовоздушной смеси, м3/с, ***_VO_ = V0 / 3600*** **= 1.5 / 3600 = 0.000417**
Максимальная концентрация паров углеводородов, г/м3, ***C*** **= 10**
Тип: Резервуары наземные стальные
Емкость резервуаров до 50 м3
Принято нефтепродукта в осенне-зимний период, тонн, ***GNOZ*** **= 279.4974**
Принято нефтепродуктов в весенне-летний период, тонн, ***GNVL*** **= 0**
Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ОЗ период, кг/т(табл. 5.15), ***N4OZ*** **= 0.12**
Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ВЛ период, кг/т(табл. 5.15), ***N4VL*** **= 0.12**
Выбросы углеводородов в ОЗ период, т (ф-ла 5.42), ***GOZ = (N4OZ + N3OZ · (SOZ-1)) · GNOZ · 0.001*** **= (0.12 + 0 · (0-1)) · 279.4974· 0.001 = 0.03354**
Выбросы углеводородов за год, т (ф-ла 5.40), ***G = GOZ + GVL*** **= 0.0098 + 0.0098 = 0.0196**
Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)
Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.39), ***_G_ = _VO_ · C*** **= 0.000417 · 10 = 0.00417**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= 0.03354**
Итого:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0041700	0.0335400

Источник загрязнения N 6012, Насос для бурового раствора
«Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.»

Т - Продолжительно закачки составит, часа	624
g-величина утечки потока через одно уплотнение, мг/с	38.89
n-число подвижных соединений, ед-ц	2
x-доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единиц	0.638
c-массовая концентрация вредного вещества, доли единиц	0.0477
Y	2.36705

Y=g*n*x*c
Мсек=Y/1000
Мт/год=Мсек*Т*3600/1000000

	Код	**Примесь**	**(1 скв.)**
М г/сек	0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002367
М т/год			0.00532

Источник загрязнения N 6013, Буровой насос
«Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.»

Т - продолжительность работы насоса, часа	624
g-величина утечки потока через одно уплотнение, мг/с	38.89
n-число подвижных соединений, ед-ц	2
x-доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единиц	0.638
c-массовая концентрация вредного вещества, доли единиц	0.0477
Y	2.36705

Y=g*n*x*c
М сек=Y/1000
М т/год=Мсек*Т*3600/1000000

	Код	**Примесь**	**(1 скв.)**
М г/сек	0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0.002367
М т/год			0.00531

Источник загрязнения N 6014, Ремонтно-механическая мастерская
Список литературы:
Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
при механической обработке металлов (по величинам удельных
выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005
Технология обработки: Механическая обработка металлов
Местный отсос пыли не проводится
Тип расчета: без охлаждения
Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 250 мм
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, ***_T_*** = **100**
Число станков данного типа, шт., ***_KOLIV_*** = **1**
Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., ***NS1*** = **1**
Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)
Удельный выброс, г/с (табл. 1), ***GV*** = **0.011**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** = **0.2**
Валовый выброс, т/год (1), $_M_ = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot _T_ \cdot _KOLIV_ / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.000792$
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$
Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)
Удельный выброс, г/с (табл. 1), ***GV*** = **0.016**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** = **0.2**
Валовый выброс, т/год (1), $_M_ = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot _T_ \cdot _KOLIV_ / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001152$
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

Технология обработки: Механическая обработка металлов
Местный отсос пыли не проводится
Тип расчета: без охлаждения
Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, ***_T_*** = **100**
Число станков данного типа, шт., ***_KOLIV_*** = **1**
Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., ***NS1*** = **1**
Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)
Удельный выброс, г/с (табл. 1), ***GV*** = **0.023**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** = **0.2**
Валовый выброс, т/год (1), $_M_ = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot _T_ \cdot _KOLIV_ / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001656$
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$
Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)
Удельный выброс, г/с (табл. 1), ***GV*** = **0.055**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** = **0.2**
Валовый выброс, т/год (1), $_M_ = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot _T_ \cdot _KOLIV_ / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.00396$
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

Технология обработки: Механическая обработка чугуна
Местный отсос пыли не проводится
Тип расчета: без охлаждения
Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей
Вид станков: Сверлильные станки
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, ***_T_*** = **100**
Число станков данного типа, шт., ***_KOLIV_*** = **1**
Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., ***NS1*** = **1**
Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)
Удельный выброс, г/с (табл. 4), ***GV*** = **0.0011**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** = **0.2**
Валовый выброс, т/год (1), $_M_ = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot _T_ \cdot _KOLIV_ / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.0000792$
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$
ИТОГО:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0110000	0.0051912
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046000	0.0024480

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор (при освещение)
Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
~~~~~~

Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
~~~~~~

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 78.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 10.926

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 10.926 * 100 = 0.009527472$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.009527472 / 0.531396731 = 0.017929113$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	2.512	0	0.213333333	2.512
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.4082	0	0.034666667	0.4082
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.157	0	0.013888889	0.157
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.3925	0	0.033333333	0.3925
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	2.041	0	0.172222222	2.041
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000004318	0	0.000000333	0.000004318
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.03925	0	0.003333333	0.03925
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С);	0.080555556	0.942	0	0.080555556	0.942

	Растворитель РПК-265П) (10)					

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0013,Дизельный двигатель УПА 60/80 (ЯМЗ-238)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 52.25

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 158

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 214

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 214 * 158 = 0.29484064$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.29484064 / 0.531396731 = 0.554840899$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.337066667	1.672	0	0.337066667	1.672
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.054773333	0.2717	0	0.054773333	0.2717
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.021944444	0.1045	0	0.021944444	0.1045
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.052666667	0.26125	0	0.052666667	0.26125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.272111111	1.3585	0	0.272111111	1.3585
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000527	0.000002874	0	0.000000527	0.000002874
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005266667	0.026125	0	0.005266667	0.026125
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в	0.127277778	0.627	0	0.127277778	0.627

	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)					

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0014, Паровой котел Бойлер ПКН-2М

Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, ***KЗ* = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**
Расход топлива, т/год, ***BT* = 239.16**
Расход топлива, г/с, ***BG* = 23.6**
Марка топлива, ***M* = Дизельное топливо**
Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), ***QR* = 10210**
Пересчет в МДж, ***QR* = *QR* · *0.004187* = 10210 · 0.004187 = 42.75**
Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), ***AR* = 0.025**
Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), ***A1R* = 0.025**
Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), ***SR* = 0.3**
Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), ***S1R* = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, ***QN* = 1**
Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, ***QF* = 1**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), ***KNO* = 0.011**
Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, ***B* = 0**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.011 \cdot (1 / 1)^{0.25} = 0.011$
Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), ***MNOT* = *0.001* · *BT* · *QR* · *KNO* · *(1-B)* = 0.001 · 239.16 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.1125**
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), ***MNOG* = *0.001* · *BG* · *QR* · *KNO* · *(1-B)* = 0.001 · 23.6 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.0111**
Выброс азота диоксида (0301), т/год, ***_M_* = *0.8* · *MNOT* = 0.8 · 0.1125 = 0.09**
Выброс азота диоксида (0301), г/с, ***_G_* = *0.8* · *MNOG* = 0.8 · 0.0111 = 0.00888**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, ***_M_* = *0.13* · *MNOT* = 0.13 · 0.1125 = 0.01463**
Выброс азота оксида (0304), г/с, ***_G_* = *0.13* · *MNOG* = 0.13 · 0.0111 = 0.001443**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), ***NSO2* = 0.02**
Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), ***H2S* = 0**
Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), ***_M_* = *0.02* · *BT* · *SR* · *(1-NSO2)* + *0.0188* · *H2S* · *BT* = 0.02 · 239.16 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 239.16 = 1.406**
Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), ***_G_* = *0.02* · *BG* · *S1R* · *(1-NSO2)* + *0.0188* · *H2S* · *BG* = 0.02 · 23.6 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 23.6 = 0.1388**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q4* = 0**
Тип топки: Камерная топка
Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q3* = 0.5**
Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, ***R* = 0.65**
Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), ***CCO* = *Q3* · *R* · *QR* = 0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**
Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), ***_M_* = *0.001* · *BT* · *CCO* · *(1-Q4 / 100)* = 0.001 · 239.16 · 13.9 · (1-0 / 100) = 3.324**
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), ***_G_* = *0.001* · *BG* · *CCO* · *(1-Q4 / 100)* = 0.001 · 23.6 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.328**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), ***F* = 0.01**
Тип топки: Камерная топка
Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), ***_M_* = *BT* · *AR* · *F* = 239.16 · 0.025 · 0.01 = 0.0598**
Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), ***_G_* = *BG* · *A1R* · *F* = 23.6 · 0.025 · 0.01 = 0.0059**
Итого:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00888	0.09
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001443	0.01463
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0059	0.0598
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1388	1.406
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.328	3.324

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6018, Емкость для нефти
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= 10**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.42**
KTMIN **= 0.42**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 100**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.72**
KTMAX **= 0.72**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax(Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Производительность закачки, м3/час, ***QZ*** **= 1.5**
Производительность откачки, м3/час, ***QOT*** **= 1.5**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 50**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 6181.35**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.87**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 6181.35 / (0.87 · 50) = 142.1**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 1.5**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 445**
, ***P*** **= 445**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 100**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 100 + 45 = 105**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 445 · 105 · (0.72 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 6181.35 / (10^7 · 0.87) = 1.502**
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 · 105 · 0.72 · 0.1 · 1 · 1.5) / 10^4 = 0.0823**

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 · 1.502 / 100 = 1.088**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.0823 / 100 = 0.0596**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных 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 · 1.502 / 100 = 0.4025**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.0823 / 100 = 0.02206**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 1.502 / 100 = 0.00526**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0823 / 100 = 0.000288**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 1.502 / 100 = 0.003304**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0823 / 100 = 0.000181**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 1.502 / 100 = 0.001652**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0823 / 100 = 0.0000905**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.06**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.06 · 1.502 / 100 = 0.000901**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 0.0823 / 100 = 0.0000494**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000494	0.000901
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0596	1.088
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.02206	0.4025
0602	Бензол (64)	0.000288	0.00526
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905	0.001652
0621	Метилбензол (349)	0.000181	0.003304

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6019, Насос для нефти
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки
Нефтепродукт: Сырая нефть
Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С
Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала
Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), ***Q*** **= 0.02**
Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***N1*** **= 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1*** **= 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_*** **= 4872**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6*** **= 0.02 · 1 / 3.6 = 0.00556**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000*** **= (0.02 · 1 · 4872) / 1000 = 0.0974**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.0974 / 100 = 0.0706**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00556 / 100 = 0.00403**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.0974 / 100 = 0.0261**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00556 / 100 = 0.00149**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.0974 / 100 = 0.000341**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00556 / 100 = 0.00001946**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.0974 / 100 = 0.0002143**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00556 / 100 = 0.00001223**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.0974 / 100 = 0.0001071**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00556 / 100 = 0.00000612**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.06**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.06 · 0.0974 / 100 = 0.0000584**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 0.00556 / 100 = 0.000003336**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336	0.0000584

0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00403	0.0706
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00149	0.0261
0602	Бензол (64)	0.00001946	0.000341
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000612	0.0001071
0621	Метилбензол (349)	0.00001223	0.0002143

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6020,Устье скважины

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), Q = **0.006588**

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), X = **0.07**

Общее количество данного оборудования, шт., N = **25**

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **4872**

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.07 · 0.006588 · 25 = 0.01153**

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.01153 / 3.6 = 0.0032**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **63.39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0032 · 63.39 / 100 = 0.00203**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00203 ·4872 · 3600 / 10^6 = 0.0356**

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **14.12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0032 · 14.12 / 100 = 0.000452**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000452 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.00793**

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **3.82**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0032 · 3.82 / 100 = 0.0001222**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0001222 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.00214**

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.65**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0032 · 2.65 / 100 = 0.0000848**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000848 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.00149**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.68**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0032 · 2.68 / 100 = 0.0000858**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000858 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.001505**

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), Q = **0.111024**

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), X = **0.35**

Общее количество данного оборудования, шт., N = **3**

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **4872**

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.35 · 0.111024 · 3 = 0.1166**

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.1166 / 3.6 = 0.0324**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **63.39**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 63.39 / 100 = 0.02054**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.02054 · 4872· 3600 / 10^6 = 0.36025**

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **14.12**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 14.12 / 100 = 0.004575**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.004575 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.08024**

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **3.82**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 3.82 / 100 = 0.001238**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.001238 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.02171**

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.65**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 2.65 / 100 = 0.000859**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000859 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.01507**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.68**

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0324 · 2.68 / 100 = 0.000868**

Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01522$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 4872$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00032$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000407$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000071$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000011$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000019$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000763$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000013$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000772$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000135$
Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	*Технологич. поток*	*Общее кол-во, шт.*	*Время работы, ч/г*
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	4872
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	4872
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	4872

Итоговая таблица:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.0167385
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.0165613
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.0882410
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.0238690
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0205400	0.3961700

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6021,Дренажная емкость

Список литературы:
1Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 4872$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 2 = 0.000922$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.000256 · 63.39 / 100 = 0.0001623**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.0001623 · 4872 · 3600 / 10^6^ = 0.00285**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.000256 · 14.12 / 100 = 0.00003615**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.00003615 · 4872 · 3600 / 10^6^ = 0.000634**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.000256 · 3.82 / 100 = 0.00000978**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.00000978 · 4872 · 3600 / 10^6^ = 0.000171**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.000256 · 2.65 / 100 = 0.00000678**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.00000678 · 4872 · 3600 / 10^6^ = 0.000119**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.000256 · 2.68 / 100 = 0.00000686**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.00000686 · 4872 · 3600 / 10^6^ = 0.0001203**

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.000288**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.02**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 6**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 4872**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.02 · 0.000288 · 6 = 0.00003456**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.00003456 / 3.6 = 0.0000096**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000096 · 63.39 / 100 = 0.00000609**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.00000609 · 4872 · 3600 / 10^6^ = 0.000107**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000096 · 14.12 / 100 = 0.000001356**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.000001356 · 4872 · 3600 / 10^6^ = 0.000024**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000096 · 3.82 / 100 = 0.000000367**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.000000367 · 4872 · 3600 / 10^6^ = 0.0000064**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000096 · 2.65 / 100 = 0.0000002544**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.0000002544 · 4872 · 3600 / 10^6^ = 0.0000045**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000096 · 2.68 / 100 = 0.0000002573**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.0000002573 · 4872 · 3600 / 10^6^ = 0.0000045**
Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	4872
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	6	4872

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.0001248
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.0001235
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0006580
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.0001774
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0001623	0.0029570

ПРИ БУРЕНИИ НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Строительство буровой площадки и монтаж буровой установки, подготовительные работы к бурению

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001,Сварочный агрегат

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 3.12

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 100 = 0.1744$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	0.09984	0	0.213333333	0.09984
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.016224	0	0.034666667	0.016224
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.00624	0	0.013888889	0.00624
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.0156	0	0.033333333	0.0156
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	0.08112	0	0.172222222	0.08112
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000000172	0	0.000000333	0.000000172
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.00156	0	0.003333333	0.00156
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	0.03744	0	0.080555556	0.03744

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001, Участок сварки

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

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 = **300**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX$ = **1.9**

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* · *B* / 10^6 = 10.69 · 300 / 10^6 = 0.00321**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *GIS* · *BMAX* / *3600* = 10.69 · 1.9 / 3600 = 0.00564**
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* · *B* / 10^6 = 0.92 · 300 / 10^6 = 0.000276**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *GIS* · *BMAX* / *3600* = 0.92 · 1.9 / 3600 = 0.000486**
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* · *B* / 10^6 = 1.4 · 300 / 10^6 = 0.00042**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *GIS* · *BMAX* / *3600* = 1.4 · 1.9 / 3600 = 0.000739**
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* · *B* / 10^6 = 3.3 · 300 / 10^6 = 0.00099**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *GIS* · *BMAX* / *3600* = 3.3 · 1.9 / 3600 = 0.00174**

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* · *B* / 10^6 = 0.75 · 300 / 10^6 = 0.000225**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *GIS* · *BMAX* / *3600* = 0.75 · 1.9 / 3600 = 0.000396**
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* · *GIS* · *B* / 10^6 = 0.8 · 1.5 · 300 / 10^6 = 0.00036**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *KNO2* · *GIS* · *BMAX* / *3600* = 0.8 · 1.5 · 1.9 / 3600 = 0.000633**
Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_* = *KNO* · *GIS* · *B* / 10^6 = 0.13 · 1.5 · 300 / 10^6 = 0.0000585**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *KNO* · *GIS* · *BMAX* / *3600* = 0.13 · 1.5 · 1.9 / 3600 = 0.000103**
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* · *B* / 10^6 = 13.3 · 300 / 10^6 = 0.00399**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_* = *GIS* · *BMAX* / *3600* = 13.3 · 1.9 / 3600 = 0.00702**
ИТОГО:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00564	0.00321
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000486	0.000276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000633	0.00036
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000103	0.0000585
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00702	0.00399
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000396	0.000225
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00174	0.00099
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)	0.000739	0.00042

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватора
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для
пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических
указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных
материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Глина
Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %
Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0* = 1**
Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с
Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1* = 1.2**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4* = 1**
Высота падения материала, м, ***GB* = 2**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5* = 0.7**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q* = 80**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, *N* = 0
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 572**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 2.9**
Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
Валовый выброс, т/год (9.24), $_M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1\text{-}N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 572 \cdot (1\text{-}0) \cdot 10^{-6} = 0.0384$
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $_G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1\text{-}N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 2.9 \cdot (1\text{-}0) / 3600 = 0.05413$
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)	0.05413000	0.0384000

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, *N* = 0.85
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 572**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 2.9**
Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
Валовый выброс, т/год (9.24), $_M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1\text{-}N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 572 \cdot (1\text{-}0.85) \cdot 10^{-6} = 0.00577$
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $_G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1\text{-}N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 2.9 \cdot (1\text{-}0.85) / 3600 = 0.00812$
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)	0.00812	0.00577

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозера
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Глина
Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %
Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0* = 1**
Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с
Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1* = 1.2**
Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4* = 1**
Высота падения материала, м, ***GB* = 2**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5* = 0.7**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q* = 80**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 782.3**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 4**
Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
Валовый выброс, т/год (9.24), $_M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1\text{-}N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 782.3 \cdot (1\text{-}0) \cdot 10^{-6} = 0.0526$
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $_G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1\text{-}N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 4 \cdot (1\text{-}0) / 3600 = 0.0747$
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)	0.0747	0.0526

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, *N* = 0.85

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 782.3**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 4**
Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
Валовый выброс, т/год (9.24), ***_M_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10⁻⁶* = 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 782.3 · (1-0.85) · 10⁻⁶ = 0.00789**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600* = 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 4 · (1-0.85) / 3600 = 0.0112**
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)	0.0112	0.00789

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 6004, Выбросы пыли, образуемой при уплотнении грунта катками
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для
пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических
указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных
материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Глина
Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %
Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0* = 1**
Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с
Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1* = 1.2**
Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4* = 1**
Высота падения материала, м, ***GB* = 2**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5* = 0.7**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q* = 80**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 487.5**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 2.5**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10⁻⁶* = 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 487.5 · (1-0) · 10⁻⁶ = 0.03276**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600* = 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 2.5 · (1-0) / 3600 = 0.0467**
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)	0.0467	0.03276

**Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, *N* = 0.85**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 487.5**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 2.5**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10⁻⁶* = 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 487.5 · (1-0.85) · 10⁻⁶ = 0.00491**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600* = 1 · 1.2 · 1 · 0.7 · 80 · 2.5 · (1-0.85) / 3600 = 0.007**
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)	0.007	0.00491

Бурение и крепление скважины

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 0002-0003, Дизель генератор B8L- N-372 кВт
Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
~~~~~~
~~~~~~

Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 120.86

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 385

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 210.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 385 = 0.70769776 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.70769776 / 0.531396731 = 1.331769126 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.821333333	3.86752	0	0.821333333	3.86752
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.133466667	0.628472	0	0.133466667	0.628472
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.053472222	0.24172	0	0.053472222	0.24172
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.128333333	0.6043	0	0.128333333	0.6043
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.663055556	3.14236	0	0.663055556	3.14236
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001283	0.000006647	0	0.000001283	0.000006647
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.012833333	0.06043	0	0.012833333	0.06043
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.310138889	1.45032	0	0.310138889	1.45032

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 0004-0006, Дизельный двигатель G12V190PZL N-810 кВт
Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 110

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 810

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 117.28

Температура отработавших газов $T_{ог}$, K, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 117.28 * 810 = 0.828372096 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.828372096 / 0.531396731 = 1.558858095 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i, г/с:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год)} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.512	3.08	0	1.512	3.08
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2457	0.5005	0	0.2457	0.5005
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07875	0.165	0	0.07875	0.165
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.315	0.66	0	0.315	0.66
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.1925	2.42	0	1.1925	2.42
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000002475	0.00000495	0	0.000002475	0.00000495
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0225	0.044	0	0.0225	0.044
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.54	1.1	0	0.54	1.1

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0007-0008, Дизельный генератор DBL - 160 N-160кВт (вах.пос)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

~~~~~~

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
~~~~~~

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 140

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 210.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, K, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 300 = 0.5514528 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3 :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3 ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3 /с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.5514528 / 0.531396731 = 1.037742176 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год)} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	4.48	0	0.64	4.48
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	0.728	0	0.104	0.728
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	0.28	0	0.041666667	0.28
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	0.7	0	0.1	0.7
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	3.64	0	0.516666667	3.64
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001	0.0000077	0	0.000001	0.0000077
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.07	0	0.01	0.07
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	1.68	0	0.241666667	1.68

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0009, Котельная установка ПКН-2М
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час
Вид топлива, ***КЗ* = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**
Расход топлива, т/год, ***ВТ* = 73.4**

Расход топлива, г/с, ***BG*** **= 17.7**
Марка топлива, ***M*** **= Дизельное топливо**
Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), ***QR*** **= 10210**
Пересчет в МДж, ***QR*** **=** ***QR*** **·** ***0.004187*** **= 10210 · 0.004187 = 42.75**
Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), ***AR*** **= 0.025**
Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), ***A1R*** **= 0.025**
Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), ***SR*** **= 0.3**
Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), ***S1R*** **= 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, ***QN*** **= 1**
Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, ***QF*** **= 1**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), ***KNO*** **= 0.011**
Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, ***B*** **= 0**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.011 \cdot (1 / 1)^{0.25} = 0.011$
Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), ***MNOT*** **=** ***0.001 · BT · QR · KNO · (1-B)*** **= 0.001 · 73.4 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.0345**
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), ***MNOG*** **=** ***0.001 · BG · QR · KNO · (1-B)*** **= 0.001 · 17.7 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.00832**
Выброс азота диоксида (0301), т/год, ***_M_*** **=** ***0.8 · MNOT*** **= 0.8 · 0.0345 = 0.0276**
Выброс азота диоксида (0301), г/с, ***_G_*** **=** ***0.8 · MNOG*** **= 0.8 · 0.00832 = 0.00666**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, ***_M_*** **=** ***0.13 · MNOT*** **= 0.13 · 0.0345 = 0.004485**
Выброс азота оксида (0304), г/с, ***_G_*** **=** ***0.13 · MNOG*** **= 0.13 · 0.00832 = 0.001082**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), ***NSO2*** **= 0.02**
Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), ***H2S*** **= 0**
Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), ***_M_*** **=** ***0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT*** **= 0.02 · 73.4 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 73.4 = 0.432**
Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), ***_G_*** **=** ***0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG*** **= 0.02 · 17.7 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 17.7 = 0.104**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q4*** **= 0**
Тип топки: Камерная топка
Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q3*** **= 0.5**
Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, ***R*** **= 0.65**
Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), ***CCO*** **=** ***Q3 · R · QR*** **= 0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**
Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), ***_M_*** **=** ***0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100)*** **= 0.001 · 73.4 · 13.9 · (1-0 / 100) = 1.02**
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), ***_G_*** **=** ***0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100)*** **= 0.001 · 17.7 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.246**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), ***F*** **= 0.01**
Тип топки: Камерная топка
Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), ***_M_*** **=** ***BT · AR · F*** **= 73.4 · 0.025 · 0.01 = 0.01835**
Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), ***_G_*** **=** ***BG · A1R · F*** **= 17.7 · 0.025 · 0.01 = 0.004425**

Итого:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00666	0.0276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001082	0.004485
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004425	0.01835
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.104	0.432
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	1.02

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0010,Цементировочный агрегат ЦА-320М 176кВт

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

~~~~~~

Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
~~~~~~

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 5.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов $T_{ог}$, K, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3 :

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3 ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3 /с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год)} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	0.176	0	0.375466667	0.176
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.0286	0	0.061013333	0.0286
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.011	0	0.024444444	0.011
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.0275	0	0.058666667	0.0275
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.143	0	0.303111111	0.143
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.000000303	0	0.000000587	0.000000303
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.00275	0	0.005866667	0.00275
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	0.066	0	0.141777778	0.066

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011, Передвижная паровая установка (ППУ)
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час
Вид топлива, ***КЗ* = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, ***BT* = 30**
Расход топлива, г/с, ***BG* = 2.8**
Марка топлива, ***M* = Дизельное топливо**
Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), ***QR* = 10210**
Пересчет в МДж, ***QR* = *QR* · *0.004187* = 10210 · 0.004187 = 42.75**
Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), ***AR* = 0.025**
Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), ***A1R* = 0.025**
Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), ***SR* = 0.3**
Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), ***S1R* = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, ***QN* = 0.1**
Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, ***QF* = 0.1**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), ***KNO* = 0.03116**
Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, ***B* = 0**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.03116 \cdot (0.1 / 0.1)^{0.25} = 0.03116$
Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), ***MNOT* = *0.001* · *BT* · *QR* · *KNO* · *(1-B)* = 0.001 · 30 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.04**
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), ***MNOG* = *0.001* · *BG* · *QR* · *KNO* · *(1-B)* = 0.001 · 2.8 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.00373**
Выброс азота диоксида (0301), т/год, ***_M_* = *0.8* · *MNOT* = 0.8 · 0.04 = 0.032**
Выброс азота диоксида (0301), г/с, ***_G_* = *0.8* · *MNOG* = 0.8 · 0.00373 = 0.002984**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, ***_M_* = *0.13* · *MNOT* = 0.13 · 0.04 = 0.0052**
Выброс азота оксида (0304), г/с, ***_G_* = *0.13* · *MNOG* = 0.13 · 0.00373 = 0.000485**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

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

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), ***NSO2* = 0.02**
Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), ***H2S* = 0**
Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), ***_M_* = *0.02* · *BT* · *SR* · *(1-NSO2)* + *0.0188* · *H2S* · *BT* = 0.02 · 30 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 30 = 0.1764**
Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), ***_G_* = *0.02* · *BG* · *S1R* · *(1-NSO2)* + *0.0188* · *H2S* · *BG* = 0.02 · 2.8 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 2.8 = 0.01646**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q4* = 0**
Тип топки: Камерная топка
Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q3* = 0.5**
Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, ***R* = 0.65**
Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), ***CCO* = *Q3* · *R* · *QR* = 0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**
Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), ***_M_* = *0.001* · *BT* · *CCO* · *(1-Q4 / 100)* = 0.001 · 30 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.417**
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), ***_G_* = *0.001* · *BG* · *CCO* · *(1-Q4 / 100)* = 0.001 · 2.8 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.0389**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

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

Коэффициент(табл. 2.1), ***F* = 0.01**
Тип топки: Камерная топка
Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), ***_M_* = *BT* · *AR* · *F* = 30 · 0.025 · 0.01 = 0.0075**
Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), ***_G_* = *BG* · *A1R* · *F* = 2.8 · 0.025 · 0.01 = 0.0007**

Итого:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.002984	0.032
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000485	0.0052
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0007	0.0075
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01646	0.1764
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0389	0.417

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0012,Смесительная машина СМН-20

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 12.23
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 132

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 88
Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 88 * 132 = 0.10129152$ (А.3)
Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;
Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.10129152 / 0.531396731 = 0.190613743$ (А.4)
2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса W_i , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)
Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO
Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2816	0.39136	0	0.2816	0.39136
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.04576	0.063596	0	0.04576	0.063596
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.018333333	0.02446	0	0.018333333	0.02446
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	0.06115	0	0.044	0.06115
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.227333333	0.31798	0	0.227333333	0.31798
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000044	0.000000673	0	0.00000044	0.000000673
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0044	0.006115	0	0.0044	0.006115
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.106333333	0.14676	0	0.106333333	0.14676

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Узел приготовления цементного раствора
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.5 - 1.0 %
Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0*** **= 1.5**
Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с
Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1*** **= 1.2**
Местные условия: склады, хранилища открытые с 1-й стороны
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4*** **= 0.1**
Высота падения материала, м, ***GB*** **= 0.5**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5*** **= 0.4**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q*** **= 120**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N*** **= 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD*** **= 106**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH*** **= 0.37**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6*** **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.4 · 120 · 106 · (1-0) · 10^-6 = 0.000916**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600*** **= 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.4 · 120 · 0.37 · (1-0) / 3600 = 0.000888**
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)	0.000888	0.000916

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Емкость для дизтоплива
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** **= Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/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*** **= 477.55**
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*** **= 477.55**
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*** **= 30**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR*** **= 1**

Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM*** **= 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR*** **= 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI*** **= 0.27**
GHR = GHR + GHRI · KNP · NR **= 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 20**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR*** **= 1**

Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM*** **= 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR*** **= 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI*** **= 0.27**
GHR = GHR + GHRI · KNP · NR **= 0.000783 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.001566**
Проводился дополнительный расчет по формуле 5.1.7
Коэффициент Kpsr = сумма((Kpsr(i)*V(i)*Nr(i))/(V(i)*Nr(i))), ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 50**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR*** **= 0.001566**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600*** **= 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10^-6 + GHR*** **= (2.36 · 477.55 + 3.15 · 477.55) · 0.1 · 10^-6 + 0.001566 = 0.00183**

<u>Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)</u>

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 99.72 · 0.00183 / 100 = 0.001825**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

<u>Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)</u>

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.28 · 0.00183 / 100 = 0.00000512**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000512
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001825

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки
Нефтепродукт: Дизельное топливо
Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С
Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала
Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), ***Q*** **= 0.04**
Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***N1*** **= 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1*** **= 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_*** **= 1200**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6*** **= 0.04 · 1 / 3.6 = 0.01111**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000*** **= (0.04 · 1 · 1200) / 1000 = 0.048**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 99.72 · 0.048 / 100 = 0.0479**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 99.72 · 0.01111 / 100 = 0.01108**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.28 · 0.048 / 100 = 0.0001344**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.28 · 0.01111 / 100 = 0.0000311**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0001344
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.0479

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 6008, Емкость для хранения масла
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, ***NP*** **= Масла**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), ***C*** **= 0.39**
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), ***YY*** **= 0.25**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, ***BOZ*** **= 4.165**
Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), ***YYY*** **= 0.25**
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, ***BVL*** **= 4.165**
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*** **= 6**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR*** **= 1**

Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM*** **= 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR*** **= 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI*** **= 0.27**
GHR = GHR + GHRI · KNP · NR **= 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 6**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR*** **= 0.0000729**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600*** **= 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 4.165 + 0.25 \cdot 4.165) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000731$

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 · M / 100*** **= 100 · 0.0000731 / 100 = 0.0000731**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 100 · 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	0.0000731

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6009, Блок приготовления бурового раствора
Список литературы:
1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), Q = **0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), X = **0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **17**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **624**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.07 · 0.006588 · 17 = 0.00784**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.00784 / 3.6 = 0.002178**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.002178 · 63.39 / 100 = 0.00138**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00138 · 624· 3600 / 10^6 = 0.0031**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.002178 · 14.12 / 100 = 0.0003075**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0003075 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.00069**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.002178 · 3.82 / 100 = 0.0000832**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000832 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.000187**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.002178 · 2.65 / 100 = 0.0000577**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000577 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.000130**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.002178 · 2.68 / 100 = 0.0000584**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000584 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.000131**

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), Q = **0.111024**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), X = **0.35**
Общее количество данного оборудования, шт., N = **27**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_$ = **624**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N$ = **0.35 · 0.111024 · 27 = 1.05**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **1.05 / 3.6 = 0.2917**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.2917 · 63.39 / 100 = 0.185**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.185 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.4156**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.2917 · 14.12 / 100 = 0.0412**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0412 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.0925**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.2917 · 3.82 / 100 = 0.01114**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.01114 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.02502**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.2917 · 2.65 / 100 = 0.00773**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00773 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.01736**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.2917 · 2.68 / 100 = 0.00782**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00782 · 624 · 3600 / 10^6 = 0.01757**
Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	624
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	27	624

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0078200	0.017701
0405	Пентан (450)	0.0077300	0.017490
0410	Метан (727*)	0.0412000	0.093190
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0111400	0.025207
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1850000	0.418700

Источник загрязнения N 6010, Емкость для хранения бурового раствора

Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов
в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов
Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута
4 (южная) климатическая зона
Общий объем рабочих емкостей м3, **Vж = 50**
Площадь испарения поверхности, м2, ***F = _X2_ · _Y2_ = 0 · 0 = 40***
Удельный выброс загряз.в-в кг/ч*м2, **g = 0.02**
Коэффициент зависящий от укрытия емкости, K_{11} **= 0.1**
Время работы, час **T = 624**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Количество выбросов углеводородов производиться по формуле:
Пр кг/час = Fом * g * K_{11} = 40*0.02*0.1 = 0.0800
Пр г/сек = 0.08 * 1000 / 3600 = 0.0222
Пр т/год = 0.0222 / 1000000 *624* 3600 = 0.04987
Валовый выброс, т/год, ***_M_* = 0.04987**
Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0222000	0.0498700

Источник загрязнения N 6011, Емкость бурового шлама

Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов
в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов
Расчет по пункту 5.3.1. При эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов
4 (южная) климатическая зона
Группа нефтепродуктов: 6 группа
Нефтепродукт: Прочие жидкие нефтепродукты
Производительность закачки, м3/час, ***V0* = 1.5**
Объем газовоздушной смеси, м3/с, ***_VO_ = V0 / 3600* = 1.5 / 3600 = 0.000417**
Максимальная концентрация паров углеводородов, г/м3, ***C* = 10**
Тип: Резервуары наземные стальные
Емкость резервуаров до 50 м3
Принято нефтепродукта в осенне-зимний период, тонн, ***GNOZ* = 279.4974**
Принято нефтепродуктов в весенне-летний период, тонн, ***GNVL* = 0**
Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ОЗ период, кг/т(табл. 5.15), ***N4OZ* = 0.12**
Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ВЛ период, кг/т(табл. 5.15), ***N4VL* = 0.12**
Выбросы углеводородов в ОЗ период, т (ф-ла 5.42), ***GOZ = (N4OZ + N3OZ · (SOZ-1)) · GNOZ · 0.001* = (0.12 + 0 · (0-1)) · 279.4974· 0.001 = 0.03354**
Выбросы углеводородов за год, т (ф-ла 5.40), ***G = GOZ + GVL* = 0.0098 + 0.0098 = 0.0196**

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

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.39), ***_G_ = _VO_ · C* = 0.000417 · 10 = 0.00417**
Валовый выброс, т/год, ***_M_* = 0.03354**
Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0041700	0.0335400

Источник загрязнения N 6012, Насос для бурового раствора

«Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.»

T - Продолжительно закачки составит, часа	624
g-величина утечки потока через одно уплотнение, мг/с	38.89
n-число подвижных соединений, ед-ц	2
x-доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единиц	0.638
c-массовая концентрация вредного вещества, доли единиц	0.0477
Y	2.36705

Y=g*n*x*c
Мсек=Y/1000
Мт/год=Мсек*T*3600/1000000

	Код	Примесь	(1 скв.)
М г/сек	0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002367
М т/год			0.00532

Источник загрязнения N 6013, Буровой насос

«Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.»

T - продолжительность работы насоса, часа	624
g-величина утечки потока через одно уплотнение, мг/с	38.89
n-число подвижных соединений, ед-ц	2
x-доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единиц	0.638
c-массовая концентрация вредного вещества, доли единиц	0.0477
Y	2.36705

Y=g*n*x*c
М сек=Y/1000
М т/год=Мсек*Т*3600/1000000

	Код	Примесь	(1 скв.)
М г/сек	0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0.002367
М т/год			0.00531

Источник загрязнения N 6014, Ремонтно-механическая мастерская
Список литературы:
Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
при механической обработке металлов (по величинам удельных
выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005
Технология обработки: Механическая обработка металлов
Местный отсос пыли не проводится
Тип расчета: без охлаждения
Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 250 мм
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, ***_T_*** **= 100**
Число станков данного типа, шт., ***_KOLIV_*** **= 1**
Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., ***NS1*** **= 1**
Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)
Удельный выброс, г/с (табл. 1), ***GV*** **= 0.011**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** **= 0.2**
Валовый выброс, т/год (1), $_M_ = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot _T_ \cdot _KOLIV_ / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.000792$
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$
Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)
Удельный выброс, г/с (табл. 1), ***GV*** **= 0.016**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** **= 0.2**
Валовый выброс, т/год (1), $_M_ = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot _T_ \cdot _KOLIV_ / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001152$
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

Технология обработки: Механическая обработка металлов
Местный отсос пыли не проводится
Тип расчета: без охлаждения
Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, ***_T_*** **= 100**
Число станков данного типа, шт., ***_KOLIV_*** **= 1**
Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., ***NS1*** **= 1**
Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)
Удельный выброс, г/с (табл. 1), ***GV*** **= 0.023**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** **= 0.2**
Валовый выброс, т/год (1), $_M_ = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot _T_ \cdot _KOLIV_ / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001656$
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$
Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)
Удельный выброс, г/с (табл. 1), ***GV*** **= 0.055**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** **= 0.2**
Валовый выброс, т/год (1), $_M_ = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot _T_ \cdot _KOLIV_ / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.00396$
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

Технология обработки: Механическая обработка чугуна
Местный отсос пыли не проводится
Тип расчета: без охлаждения
Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей
Вид станков: Сверлильные станки
Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, ***_T_*** **= 100**
Число станков данного типа, шт., ***_KOLIV_*** **= 1**
Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., ***NS1*** **= 1**
Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)
Удельный выброс, г/с (табл. 4), ***GV*** **= 0.0011**
Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), ***KN*** **= 0.2**
Валовый выброс, т/год (1), $_M_ = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot _T_ \cdot _KOLIV_ / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.0000792$
Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $_G_ = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$
ИТОГО:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0110000	0.0051912
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046000	0.0024480

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 0013, Дизельгенератор (при освещение)
Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 140

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 10.926

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 10.926 * 100 = 0.009527472 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.009527472 / 0.531396731 = 0.017929113 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	4.48	0	0.213333333	4.48
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.728	0	0.034666667	0.728
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.28	0	0.013888889	0.28
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.7	0	0.033333333	0.7
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	3.64	0	0.172222222	3.64
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0000077	0	0.000000333	0.0000077
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.07	0	0.003333333	0.07
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	1.68	0	0.080555556	1.68

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0014,Дизельный двигатель УПА 60/80 (ЯМЗ-238)

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 52.25
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 158
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 214
Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 214 * 158 = 0.29484064$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.29484064 / 0.531396731 = 0.554840899$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса W_i , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.337066667	1.672	0	0.337066667	1.672
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.054773333	0.2717	0	0.054773333	0.2717
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.021944444	0.1045	0	0.021944444	0.1045
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.052666667	0.26125	0	0.052666667	0.26125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.272111111	1.3585	0	0.272111111	1.3585
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000527	0.000002874	0	0.000000527	0.000002874
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005266667	0.026125	0	0.005266667	0.026125
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.127277778	0.627	0	0.127277778	0.627

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 0015, Паровой котел Бойлер ПКН-2М
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час
Вид топлива, ***КЗ*** **= Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**
Расход топлива, т/год, ***BT*** **= 239.16**
Расход топлива, г/с, ***BG*** **= 23.6**
Марка топлива, ***M*** **= Дизельное топливо**
Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), ***QR*** **= 10210**
Пересчет в МДж, ***QR*** **=** ***QR*** **·** ***0.004187*** **= 10210 · 0.004187 = 42.75**
Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), ***AR*** **= 0.025**
Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), ***A1R*** **= 0.025**
Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), ***SR*** **= 0.3**
Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), ***S1R*** **= 0.3**
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, ***QN*** **= 1**
Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, ***QF*** **= 1**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), ***KNO*** **= 0.011**
Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, ***B*** **= 0**
Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.011 \cdot (1 / 1)^{0.25} = 0.011$
Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 239.16 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.1125$
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 23.6 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.0111$
Выброс азота диоксида (0301), т/год, $_M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.1125 = 0.09$
Выброс азота диоксида (0301), г/с, $_G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0111 = 0.00888$
Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
Выброс азота оксида (0304), т/год, $_M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.1125 = 0.01463$
Выброс азота оксида (0304), г/с, $_G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0111 = 0.001443$
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), $_M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 239.16 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 239.16 = 1.406$
Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $_G_ = 0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 23.6 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 23.6 = 0.1388$
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА
Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q4*** **= 0**
Тип топки: Камерная топка
Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q3*** **= 0.5**
Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, ***R*** **= 0.65**
Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$
Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $_M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 239.16 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 3.324$
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $_G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 23.6 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.328$
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), $_M_ = BT \cdot AR \cdot F = 239.16 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0598$
Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $_G_ = BG \cdot A1R \cdot F = 23.6 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0059$
Итого:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00888	0.09
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001443	0.01463
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0059	0.0598
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1388	1.406
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.328	3.324

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ
Источник загрязнения N 6015, Емкость для нефти
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= 10**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.42**
KTMIN **= 0.42**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 100**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.72**
KTMAX **= 0.72**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax(Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Производительность закачки, м3/час, ***QZ*** **= 1.5**
Производительность откачки, м3/час, ***QOT*** **= 1.5**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 50**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 6181.35**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.87**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 6181.35 / (0.87 \cdot 50) = 142.1$
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 1.5**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 445**
, ***P*** **= 445**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 100**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 100 + 45 = 105**
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), ***M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10^7 · RO)*** **= 0.294 · 445 · 105 · (0.72 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 6181.35 / (10^7 · 0.87) = 1.502**
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 · 105 · 0.72 · 0.1 · 1 · 1.5) / 10^4 = 0.0823**

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 · 1.502 / 100 = 1.088**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.0823 / 100 = 0.0596**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных 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 · 1.502 / 100 = 0.4025**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.0823 / 100 = 0.02206**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 1.502 / 100 = 0.00526**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0823 / 100 = 0.000288**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 1.502 / 100 = 0.003304**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0823 / 100 = 0.000181**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 1.502 / 100 = 0.001652**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0823 / 100 = 0.0000905**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.06**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.06 · 1.502 / 100 = 0.000901**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 0.0823 / 100 = 0.0000494**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000494	0.000901
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0596	1.088
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.02206	0.4025
0602	Бензол (64)	0.000288	0.00526
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905	0.001652
0621	Метилбензол (349)	0.000181	0.003304

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6016, Насос для нефти
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки
Нефтепродукт: Сырая нефть
Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С
Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала
Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), ***Q*** **= 0.02**
Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***N1*** **= 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1*** **= 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_*** **= 4872**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6*** **= 0.02 · 1 / 3.6 = 0.00556**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000*** **= (0.02 · 1 · 4872) / 1000 = 0.0974**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.0974 / 100 = 0.0706**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00556 / 100 = 0.00403**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 26.8 · 0.0974 / 100 = 0.0261**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 26.8 · 0.00556 / 100 = 0.00149**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 0.35 · 0.0974 / 100 = 0.000341**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 0.35 · 0.00556 / 100 = 0.00001946**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 0.22 · 0.0974 / 100 = 0.0002143**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 0.22 · 0.00556 / 100 = 0.00001223**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 0.11 · 0.0974 / 100 = 0.0001071**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 0.11 · 0.00556 / 100 = 0.00000612**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.06**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 0.06 · 0.0974 / 100 = 0.0000584**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 0.06 · 0.00556 / 100 = 0.000003336**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336	0.0000584
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00403	0.0706
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00149	0.0261
0602	Бензол (64)	0.00001946	0.000341
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000612	0.0001071
0621	Метилбензол (349)	0.00001223	0.0002143

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6017,Устье скважины
Список литературы:
1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 25**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 4872**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.07 · 0.006588 · 25 = 0.01153**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.01153 / 3.6 = 0.0032**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0032 · 63.39 / 100 = 0.00203**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.00203 ·4872 · 3600 / 10^6 = 0.0356**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0032 · 14.12 / 100 = 0.000452**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000452 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.00793**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0032 · 3.82 / 100 = 0.0001222**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0001222 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.00214**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0032 · 2.65 / 100 = 0.0000848**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000848 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.00149**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0032 · 2.68 / 100 = 0.0000858**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000858 · 4872 · 3600 / 10^6 = 0.001505**

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.111024**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.35**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 3**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 4872**

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 3 = 0.1166$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1166 / 3.6 = 0.0324$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.36025$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08024$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02171$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01507$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01522$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $_T_ = 4872$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00032$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000407$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000071$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000011$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000019$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000763$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000013$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000772$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000135$
Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	*Технологич. поток*	*Общее кол-во, шт.*	*Время работы, ч/г*
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	4872
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	4872
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	4872

Итоговая таблица:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.0167385
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.0165613
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.0882410
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.0238690
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0205400	0.3961700

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6018,Дренажная емкость

Список литературы:
1Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 2**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 4872**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 2 = 0.000922$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285$
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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000634$
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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000171$
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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000119$
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, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001203$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.000288**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.02**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 6**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 4872**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 6 = 0.00003456$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00003456 / 3.6 = 0.0000096$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000609$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000609 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000107$
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 14.12 / 100 = 0.000001356$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001356 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000024$
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000367$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000367 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000064$
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000002544$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002544 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000045$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000002573$
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002573 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000045$
Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	*Технологич. поток*	*Общее кол-во, шт.*	*Время работы, ч/г*
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	4872
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	6	4872

Итоговая таблица:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.0001248
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.0001235
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0006580
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.0001774
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0001623	0.0029570

ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИНЫ

Подготовительные работы

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001, Дизельный генератор

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 23.4

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 210

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 210 * 100 = 0.18312$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.18312 / 0.531396731 = 0.344601292$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	0.7488	0	0.213333333	0.7488
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.12168	0	0.034666667	0.12168
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.0468	0	0.013888889	0.0468
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.117	0	0.033333333	0.117
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	0.6084	0	0.172222222	0.6084
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000001287	0	0.000000333	0.000001287
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.0117	0	0.003333333	0.0117
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	0.2808	0	0.080555556	0.2808

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001, Разработка грунта экскаватором

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0*** **= 1**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1*** **= 1.2**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4*** **= 1**

Высота падения материала, м, ***GB*** **= 0.5**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5* = 0.4**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q* = 80**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 115.2**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 3.6**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6* = 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 115.2 · (1-0) · 10^-6 = 0.004424**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600* = 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 3.6 · (1-0) / 3600 = 0.0384**
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)	0.0384	0.004424

С пылеподавлением
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0.85**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 115.2**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 3.6**
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 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6* = 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 115.2 · (1-0.85) · 10^-6 = 0.000664**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600* = 1 · 1.2 · 1 · 0.4 · 80 · 3.6 · (1-0.85) / 3600 = 0.00576**
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)	0.00576	0.000664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для
пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических
указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных
материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Песок
Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %
Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0* = 2**
Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с
Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1* = 1**
Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4* = 1**
Высота падения материала, м, ***GB* = 0.5**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5* = 0.4**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q* = 540**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 75**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 2.3**
Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
Валовый выброс, т/год (9.24), ***_M_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10^-6* = 2 · 1 · 1 · 0.4 · 540 · 75 · (1-0) · 10^-6 = 0.0324**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600* = 2 · 1 · 1 · 0.4 · 540 · 2.3 · (1-0) / 3600 = 0.276**
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)	0.276	0.0324

С пылеподавлением
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0.85**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 75**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 2.3**
Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)
Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
Валовый выброс, т/год (9.24), ***_M_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MGOD · (1-N) · 10⁻⁶* = 2 · 1 · 1 · 0.4 · 540 · 75 · (1-0.85) · 10⁻⁶ = 0.00486**
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), ***_G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600* = 2 · 1 · 1 · 0.4 · 540 · 2.3 · (1-0.85) / 3600 = 0.0414**
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)	0.0414	0.00486

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Сварочные работы
Список литературы:
Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005
Коэффициент трансформации оксидов азота в NO2, ***KNO2* = 0.8**
Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, ***KNO* = 0.13**
РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов
Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами
Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45
Расход сварочных материалов, кг/год, ***B* = 120**
Фактический максимальный расход сварочных материалов,
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, ***BMAX* = 3.75**
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 · B / 10⁶* = 10.69 · 120 / 10⁶ = 0.001283**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 10.69 · 3.75 / 3600 = 0.01114**
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 · B / 10⁶* = 0.92 · 120 / 10⁶ = 0.0001104**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 0.92 · 3.75 / 3600 = 0.000958**
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 · B / 10⁶* = 1.4 · 120 / 10⁶ = 0.000168**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 1.4 · 3.75 / 3600 = 0.001458**
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 · B / 10⁶* = 3.3 · 120 / 10⁶ = 0.000396**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 3.3 · 3.75 / 3600 = 0.00344**

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 · B / 10⁶* = 0.75 · 120 / 10⁶ = 0.00009**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 0.75 · 3.75 / 3600 = 0.000781**
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 · GIS · B / 10⁶* = 0.8 · 1.5 · 120 / 10⁶ = 0.000144**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = KNO2 · GIS · BMAX / 3600* = 0.8 · 1.5 · 3.75 / 3600 = 0.00125**
Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)
Валовый выброс, т/год (5.1), ***_M_ = KNO · GIS · B / 10⁶* = 0.13 · 1.5 · 120 / 10⁶ = 0.0000234**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = KNO · GIS · BMAX / 3600* = 0.13 · 1.5 · 3.75 / 3600 = 0.000203**
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 · B / 10⁶* = 13.3 · 120 / 10⁶ = 0.001596**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), ***_G_ = GIS · BMAX / 3600* = 13.3 · 3.75 / 3600 = 0.01385**
ИТОГО:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.01114	0.001283
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000958	0.0001104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00125	0.000144
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000203	0.0000234
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01385	0.001596
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000781	0.00009
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00344	0.000396

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)	0.001458	0.000168

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Емкость для дизтоплива

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/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* = 11.7**
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* = 11.7**
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* = 30**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR* = 1**
Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM* = 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR* = 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI* = 0.27**
***GHR* = *GHR* + *GHRI* · *KNP* · *NR* = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 30**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.000783**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G* = *C* · *KPMAX* · *VC* / *3600* = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M* = (*YY* · *BOZ* + *YYY* · *BVL*) · *KPMAX* · 10^{-6} + *GHR* = (2.36 · 11.7 + 3.15 · 11.7) · 0.1 · 10^{-6} + 0.000783 = 0.00079**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_* = *CI* · *M* / *100* = 99.72 · 0.00079 / 100 = 0.000788**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_* = *CI* · *G* / *100* = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_* = *CI* · *M* / *100* = 0.28 · 0.00079 / 100 = 0.00000221**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_* = *CI* · *G* / *100* = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000221
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000788

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Разработка грунта бульдозером (ПРС)

Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для
пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических
указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных
материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Плодородный слой
Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %
Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), ***K0* = 1**
Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с
Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), ***K1* = 1.2**
Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), ***K4* = 1**
Высота падения материала, м, ***GB* = 0.5**
Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), ***K5* = 0.4**
Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, ***Q* = 80**
Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, ***N* = 0**
Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, ***MGOD* = 208**
Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, ***MH* = 13**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $_M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 208 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00799$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $_G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 13 \cdot (1-0) / 3600 = 0.1387$

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)	0.1387	0.00799

Монтаж установки КРС

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельный генератор CAT C15

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 75.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 328

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 144

Температура отработавших газов $T_{ог}$, K, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 144 * 328 = 0.41186304 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3 :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3 ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3 /с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.41186304 / 0.531396731 = 0.775057534 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.699733333	2.416	0	0.699733333	2.416
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.113706667	0.3926	0	0.113706667	0.3926
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045555556	0.151	0	0.045555556	0.151
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера	0.109333333	0.3775	0	0.109333333	0.3775

	(IV) оксид) (516)					
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.564888889	1.963	0	0.564888889	1.963
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001093	0.000004153	0	0.000001093	0.000004153
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010933333	0.03775	0	0.010933333	0.03775
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.264222222	0.906	0	0.264222222	0.906

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

~~~~~~

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 62.3

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 372

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 66.22

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 66.22 * 372 = 0.214807085 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.214807085 / 0.531396731 = 0.404231099 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.7936	1.9936	0	0.7936	1.9936
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.12896	0.32396	0	0.12896	0.32396
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.051666667	0.1246	0	0.051666667	0.1246
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера	0.124	0.3115	0	0.124	0.3115
~~~~~~

	(IV) оксид) (516)					
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.640666667	1.6198	0	0.640666667	1.6198
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000124	0.000003427	0	0.00000124	0.000003427
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0124	0.03115	0	0.0124	0.03115
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.299666667	0.7476	0	0.299666667	0.7476

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Дизельный двигатель CAT 3406

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 52.68

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 420

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 136

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 136 * 420 = 0.4980864 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.4980864 / 0.531396731 = 0.937315514 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.896	1.68576	0	0.896	1.68576
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1456	0.273936	0	0.1456	0.273936
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.058333333	0.10536	0	0.058333333	0.10536
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.14	0.2634	0	0.14	0.2634
0337	Углерод оксид (Окись углерода,	0.723333333	1.36968	0	0.723333333	1.36968

	Угарный газ) (584)					
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000014	0.000002897	0	0.0000014	0.000002897
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.014	0.02634	0	0.014	0.02634
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.338333333	0.63216	0	0.338333333	0.63216

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0005, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 23.75

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	0.76	0	0.375466667	0.76
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.1235	0	0.061013333	0.1235
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.0475	0	0.024444444	0.0475
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.11875	0	0.058666667	0.11875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.6175	0	0.303111111	0.6175
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.000001306	0	0.000000587	0.000001306
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.011875	0	0.005866667	0.011875
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	0.285	0	0.141777778	0.285

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Дизельгенератор (вахт.пос.)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

~~~~~~

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 22.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 166.67
~~~~~~

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 166.67 * 300 = 0.43600872$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.43600872 / 0.531396731 = 0.820495676$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	0.72	0	0.64	0.72
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	0.117	0	0.104	0.117
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	0.045	0	0.041666667	0.045
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	0.1125	0	0.1	0.1125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	0.585	0	0.516666667	0.585
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001	0.000001238	0	0.000001	0.000001238
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.01125	0	0.01	0.01125
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	0.27	0	0.241666667	0.27

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Емкость для дизтоплива

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP* = Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/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* = 193.365**
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* = 193.365**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC*** **= 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP*** **= 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM*** **= 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR*** **= 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI*** **= 0.27**
GHR = GHR + GHRI · KNP · NR **= 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 50**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR*** **= 0.000783**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600*** **= 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10^{-6} + GHR*** **= (2.36 · 193.365 + 3.15 · 193.365) · 0.1 · 10^{-6} + 0.000783 = 0.00089**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 99.72 · 0.00089 / 100 = 0.000888**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.28 · 0.00089 / 100 = 0.00000249**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000249
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000888

На максимальный год добычи (2032 год)

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0101-0102, Печь подогрева нефти ПТ-25/100
Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу
различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах
Вид топлива: Газ нефтепромысловый
Общее количество топок, шт., ***N*** **= 1**
Количество одновременно работающих топок, шт., ***N1*** **= 1**
Время работы одной топки, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, ***B*** **= 133.6**
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 · B · 10^{-3}*** **= 1.5 · 133.6 · 10^{-3} = 0.2004**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = N · M · _T_ · 10^{-3}*** **= 1 · 0.2004 · 8760 · 10^{-3} = 1.756**
Максимальный из разовых выброс, г/с, ***_G_ = N1 · M / 3.6*** **= 1 · 0.2004 / 3.6 = 0.0557**

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), ***M = 1.5 · B · 10^{-3}*** **= 1.5 · 133.6 · 10^{-3} = 0.2004**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = N · M · _T_ · 10^{-3}*** **= 1 · 0.2004 · 8760 · 10^{-3} = 1.756**
Максимальный из разовых выброс, г/с, ***_G_ = N1 · M / 3.6*** **= 1 · 0.2004 / 3.6 = 0.0557**

Расчет выбросов окислов азота:
Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), ***E*** **= 1.5**
Число форсунок на одну топку, шт., ***NN*** **= 1**
Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, ***GK*** **= 0.7**
Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, ***QP = GK · 4.1868 · 10^{3} / NN*** **= 0.7 · 4.1868 · 10^{3} / 1 = 2930.8**
где 4.1868*10^{3} - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность
одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), ***QF = 29.4 · E · B / NN*** **= 29.4 · 1.5 · 133.6 / 1 = 5891.8**
Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, ***A*** **= 1**
Отношение Vсг/Vг при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), ***V*** **= 0.83**
Концентрация оксидов азота, кг/м3 (5.6), ***CNOX = 1.073 · (180 + 60 · BB) · QF / QP · $A^{0.5}$ · V · 10^{-6}*** **= 1.073 · (180 + 60 · 0) · 5891.8 / 2930.8 · $1^{0.5}$**

· 0.83 · 10^{-6} = 0.000322
Объем продуктов сгорания, м3/ч (5.4), ***VR = 7.84 · A · B · E*** **= 7.84 · 1 · 133.6 · 1.5 = 1571.1**
Объем продуктов сгорания, м3/с, ***_VO_ = VR / 3600*** **= 1571.1 / 3600 = 0.436**

Количество выбросов, кг/час (5.3), ***M = VR · CNOX*** **= 1571.1 · 0.000322 = 0.506**

Валовый выброс окислов азота, т/год, ***M1 = N · M · _T_ · 10^{-3}*** **= 1 · 0.506 · 8760 · 10^{-3} = 4.43**
Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, ***G1 = N1 · M / 3.6*** **= 1 · 0.506 / 3.6 = 0.1406**

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 · M1*** **= 0.8 · 4.43 = 3.544**
Максимальный из разовых выброс, г/с, ***_G_ = KNO2 · G1*** **= 0.8 · 0.1406 = 0.1125**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, ***_M_ = KNO · M1*** **= 0.13 · 4.43 = 0.576**
Максимальный из разовых выброс, г/с, ***_G_ = KNO · G1*** **= 0.13 · 0.1406 = 0.01828**

Итого выбросы:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1125	3.544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01828	0.576
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0557	1.756
0410	Метан (727*)	0.0557	1.756

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0103, Дежурная горелка
Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
Площадка: ПР_Алаойд_эксплуатация (2031 год)
Цех: Основное
Источник: 0003
Наименование: Дежурная горелка
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)	86.44	74.6449388	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	5.35	8.65938870	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	1.33	3.15689916	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.63	5.09968232	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.14	0.54371387	72.151	3.2210268
Азот(N2)	4.89	7.37420170	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.22	0.52117544	44.011	1.9648

Молярная масса смеси ***M***, кг/моль (прил.3,(5)): **18.5780435**

Плотность сжигаемой смеси R_o, кг/м^3 : **0.861**

Показатель адиабаты ***K*** (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.23157$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.23157 * (30 + 273) / 18.5780435)^{0.5} = 410.0831938$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход ***B***, м^3 /с: **0.009513**
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.009513 / (3.141592654 * 0.1^2) = 1.211232779$$

Массовый расход ***G***, г/с (2):

$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.009513 * 0.861 = 8.190693$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.002953627 < 0.2 , горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси ***n***: **0.9984**
Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 18.5780435) = 70.12794431$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **;**

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	*Примесь*	*УВ г/г*	*М г/с*
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.16381386
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0196577
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0031944
0410	Метан (727*)	0.0005	0.004095346
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.016381386

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 8.1906930 * (3.67 * 0.9984000 * 70.1279443 + 0.5211754) - 0.1638139 - 0.0040953 - 0.0163814 = 20.9050189$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 86.44 + 152 * 5.35 + 218 * 1.33 + 283 * 1.63 + 349 * 0.14 + 56 * 0 = 9003.91$

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):

$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (18.5780435)^{0.5} = 0.207$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.15996001$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o , м^3 /м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0.15996001) = 9.9869579$$

где ***x*** - число атомов углерода;
y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3 /м^3 (12):

$V_{пс} = 1 + V_o$ = **1 + 9.9869579 = 10.9869579**

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс})$ = **30 + (9003.91 * (1-0.207) * 0.9984) / (10.9869579 * 0.4) = 1652.076951**

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = **0.39**

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс})$ = **30 + (9003.91 * (1-0.207) * 0.9984) / (10.9869579 * 0.39) = 1693.668667**

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3 /с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273$ = **0.009513 * 10.9869579 * (273 + 1693.668667) / 273 = 0.752945443**

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d$ = **15 * 0.1 = 1.5**

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в$ = **1.5 + 15 = 16.5**

где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_ф$, м (29):

$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d$ = **0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259**

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2$ = **1.27 * 0.752945443 / 0.259^2 = 14.25501576**

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760;**

Код	*Примесь*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.16381386	5.166033889
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.019657663	0.619924067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00319437	0.100737661
0410	Метан (727*)	0.004095346	0.129150847
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.016381386	0.516603389

Источник загрязнения N 0104, Продувка факельного ствола

Список литературы:

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

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: ПР_Алаойд_эксплуатация (2031 год)

Цех: Основное

Источник: 0004

Наименование: Продувка факелного ствола

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)	86.44	74.6449388	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	5.35	8.65938870	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	1.33	3.15689916	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.63	5.09968232	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.14	0.54371387	72.151	3.2210268
Азот(N2)	4.89	7.37420170	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.22	0.52117544	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): **18.5780435**

Плотность сжигаемой смеси R_o, кг/м^3 : **0.861**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^{N} (K_i * [i]_o) = 1.23157$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.23157 * (30 + 273) / 18.5780435)^{0.5} = 410.0831938$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B, м^3/с: **0.009513**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.009513 / (3.141592654 * 0.1^2) = 1.211232779$$

Массовый расход G, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.009513 * 0.861 = 8.190693$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв}$ = 0.002953627 < 0.2 , горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n: **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^{N} (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 18.5780435) = 70.12794431$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **;**

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i, г/с: (1)

$$M_i = УВ_i * G$$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	*Примесь*	*УВ г/г*	*М г/с*
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.16381386
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0196577
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0031944
0410	Метан (727*)	0.0005	0.004095346
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.016381386

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2}, г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 8.1906930 * (3.67 * 0.9984000 * 70.1279443 + 0.5211754) - 0.1638139 - 0.0040953 - 0.0163814 = 20.9050189$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м^3 (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 86.44 + 152 * 5.35 + 218 * 1.33 + 283 * 1.63 + 349 * 0.14 + 56 * 0 = 9003.91$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (18.5780435)^{0.5} = 0.207$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^{N} ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.15996001$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа V_o, м^3/м^3 (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o)-[O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^{N} ((x + y / 4) * [CxHy]_o)-0.15996001) = 9.9869579$$

где x - число атомов углерода;
y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м^3 углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м^3/м^3 (12):

$$V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 9.9869579 = 10.9869579$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м^3 *град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (9003.91 * (1-0.207) * 0.9984) / (10.9869579 * 0.4) = 1652.076951$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500< = T_o <1800 , $C_{пс}$ = **0.39**

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$$T_г = T_o + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 30 + (9003.91 * (1-0.207) * 0.9984) / (10.9869579 * 0.39) = 1693.668667$$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м^3/с (14):

$$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.009513 * 10.9869579 * (273 + 1693.668667) / 273 = 0.752945443$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$$H = L_{фн} + h_в = 1.5 + 15 = 16.5$$

где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_ф$, м (29):

$$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.752945443 / 0.259^2 = 14.25501576$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле $П_i$, т/год (30):

$$П_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760;**

Код	*Примесь*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.16381386	5.166033889
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.019657663	0.619924067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00319437	0.100737661
0410	Метан (727*)	0.004095346	0.129150847
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.016381386	0.516603389

Источник загрязнения N 0105, Котельная Буран

Список литературы:
"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час
Вид топлива, ***KЗ*** = **Газ (природный)**
Расход топлива, тыс.м3/год, ***BT*** = **78**
Расход топлива, л/с, ***BG*** = **2.5**
Месторождение, ***M*** = **Бухара-Урал**
Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/м3(прил. 2.1), ***QR*** = **6648**
Пересчет в МДж, ***QR*** = ***QR*** · ***0.004187*** = **6648 · 0.004187 = 27.84**
Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), ***AR*** = **0**
Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), ***A1R*** = **0**
Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), ***SR*** = **0**
Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), ***S1R*** = **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**
Коэфф. 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), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 78 \cdot 27.84 \cdot 0.0776 \cdot (1-0) = 0.1685$
Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 2.5 \cdot 27.84 \cdot 0.0776 \cdot (1-0) = 0.0054$
Выброс азота диоксида (0301), т/год, $_M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.1685 = 0.1348$
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, $_M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.1685 = 0.0219$
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**
Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), ***H2S* = 0**
Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $_M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 78 \cdot 0 \cdot (1-0) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 78 = 0$
Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $_G_ = 0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 2.5 \cdot 0 \cdot (1-0) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 2.5 = 0$
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА
Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)
Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q4* = 0**
Тип топки: Камерная топка
Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), ***Q3* = 0.5**
Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, ***R* = 0.5**
Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.5 \cdot 27.84 = 6.96$
Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $_M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 78 \cdot 6.96 \cdot (1-0 / 100) = 0.543$
Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $_G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 2.5 \cdot 6.96 \cdot (1-0 / 100) = 0.0174$
Итого:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00432	0.1348
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000702	0.0219
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0174	0.543

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0106, ДЭС
Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 500
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 450
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 215
Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 215 * 450 = 0.84366$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.84366 / 0.531396731 = 1.58762738$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса W_i , т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.96	16	0	0.96	16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.156	2.6	0	0.156	2.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0625	1	0	0.0625	1
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.15	2.5	0	0.15	2.5
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.775	13	0	0.775	13
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000015	0.0000275	0	0.0000015	0.0000275
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.015	0.25	0	0.015	0.25
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3625	6	0	0.3625	6

Источник загрязнения N 0107, ДЭС

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 500

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 210.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 300 = 0.5514528 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.5514528 / 0.531396731 = 1.037742176 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	16	0	0.64	16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	2.6	0	0.104	2.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	1	0	0.041666667	1
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	2.5	0	0.1	2.5
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	13	0	0.516666667	13

0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001	0.0000275	0	0.000001	0.0000275
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.25	0	0.01	0.25
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	6	0	0.241666667	6

Источник загрязнения N 0108-0109, ДЭС резерв

Список литературы:
1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 500

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 210.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно
1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 300 = 0.5514528 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3 :

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3 ;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3 /с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.5514528 / 0.531396731 = 1.037742176 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов
Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{мi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i, т/год:

$$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	*Примесь*	*г/сек без очистки*	*т/год без очистки*	*% очистки*	*г/сек с очисткой*	*т/год с очисткой*
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	16	0	0.64	16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	2.6	0	0.104	2.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	1	0	0.041666667	1
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	2.5	0	0.1	2.5
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	13	0	0.516666667	13
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001	0.0000275	0	0.000001	0.0000275
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.25	0	0.01	0.25
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	6	0	0.241666667	6

Источник загрязнения N 6101, Выкидные линии
Список литературы:
1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 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 С1-С5 (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 6202,ГЗУ №1
Список литературы:
1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: 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 · C / 100* = 0.001794 · 14.12 / 100 = 0.0002533**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.0002533 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.001794 · 3.82 / 100 = 0.0000685**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.0000685 · 8760 · 3600 / 10^6^ = 0.00216**

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.001794 · 2.65 / 100 = 0.0000475**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.0000475 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.001794 · 2.68 / 100 = 0.0000481**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.0000481 · 8760 · 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 · Q · N*** **= 0.02 · 0.000288 · 28 = 0.0001613**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.0001613 / 3.6 = 0.0000448**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000448 · 63.39 / 100 = 0.0000284**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.0000284 · 8760 · 3600 / 10^6^ = 0.000896**

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000448 · 14.12 / 100 = 0.00000633**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.00000633 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.0000448 · 3.82 / 100 = 0.00000171**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.00000171 · 8760 · 3600 / 10^6^ = 0.0000539**

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000448 · 2.65 / 100 = 0.000001187**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.000001187 · 8760 · 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 · C / 100* = 0.0000448 · 2.68 / 100 = 0.0000012**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6^* = 0.0000012 · 8760 · 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 С1-С5 (1502*)	0.0011370	0.0367560

Источник загрязнения N 6203, ГЗУ №2
Список литературы:
1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 14**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.07 · 0.006588 · 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 · C / 100*** **= 0.001794 · 63.39 / 100 = 0.001137**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.001137 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.03586**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.001794 · 14.12 / 100 = 0.0002533**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0002533 · 8760 · 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 · C / 100*** **= 0.001794 · 3.82 / 100 = 0.0000685**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0000685 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00216**

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.001794 · 2.65 / 100 = 0.0000475**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0000475 · 8760 · 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 · C / 100*** **= 0.001794 · 2.68 / 100 = 0.0000481**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0000481 · 8760 · 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 · Q · N*** **= 0.02 · 0.000288 · 28 = 0.0001613**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.0001613 / 3.6 = 0.0000448**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0000448 · 63.39 / 100 = 0.0000284**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0000284 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.000896**

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0000448 · 14.12 / 100 = 0.00000633**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00000633 · 8760 · 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 · C / 100*** **= 0.0000448 · 3.82 / 100 = 0.00000171**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00000171 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0000539**

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0000448 · 2.65 / 100 = 0.000001187**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.000001187 · 8760 · 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 · C / 100*** **= 0.0000448 · 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 С1-С5 (1502*)	0.0011370	0.0367560

Источник №6204, Нефтегазосепаратор

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$
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., $N = 8$
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 С1-С5 (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 С1-С5 (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 работы, ч/г*
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 №6105, Газовый сепаратор
Список литературы:
«Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196 –п)».
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 = **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 · 0.012996 · 6 = 0.02846**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.02846 / 3.6 = 0.0079**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0079 · 63.39 / 100 = 0.00501**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00501 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.158**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0079 · 14.12 / 100 = 0.001115**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.001115 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.03516**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0079 · 3.82 / 100 = 0.000302**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.000302 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00952**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0079 · 2.65 / 100 = 0.0002094**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0002094 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0066**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.0079 · 2.68 / 100 = 0.0002117**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0002117 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00668**
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 = **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 · 0.000396 · 12 = 0.0002376**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6$ = **0.0002376 / 3.6 = 0.000066**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000066 · 63.39 / 100 = 0.0000418**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.0000418 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.001318**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000066 · 14.12 / 100 = 0.00000932**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000932 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.000294**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000066 · 3.82 / 100 = 0.00000252**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000252 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0000795**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000066 · 2.65 / 100 = 0.00000175**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000175 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0000552**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = **2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = G \cdot C / 100$ = **0.000066 · 2.68 / 100 = 0.00000177**
Валовый выброс, т/год, $_M_ = _G_ \cdot _T_ \cdot 3600 / 10^6$ = **0.00000177 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0000558**
Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	*Технологич. поток*	*Общее кол-во, шт.*	*Время работы, ч/г*
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760

Итоговая таблица:

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002117	0.0067358
0405	Пентан (450)	0.0002094	0.0066552
0410	Метан (727*)	0.0011150	0.0354540
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0003020	0.0095995
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0050100	0.1593180

Источник загрязнения N 6106, 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*** **= 30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.74**
KTMIN **= 0.74**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 50**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 1.09**
KTMAX **= 1.09**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 200**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax(Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Производительность закачки, м3/час, ***QZ*** **= 650**
Производительность откачки, м3/час, ***QOT*** **= 650**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 200**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 68500**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.893**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 68500 / (0.893 \cdot 200) = 383.5$
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 650**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 40**
, ***P*** **= 40**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 90**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 90 + 45 = 99$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 40 \cdot 99 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 68500 / (10^7 \cdot 0.893) = 2.206$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 40 \cdot 99 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 650) / 10^4 = 4.57$

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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 2.206 / 100 = 1.6$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 4.57 / 100 = 3.31$

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), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 2.206 / 100 = 0.591$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 4.57 / 100 = 1.225$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 2.206 / 100 = 0.00772$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 4.57 / 100 = 0.016$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 2.206 / 100 = 0.00485$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 4.57 / 100 = 0.01005$

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 · 2.206 / 100 = 0.002427**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 4.57 / 100 = 0.00503**

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 · 2.206 / 100 = 0.001324**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 4.57 / 100 = 0.00274**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00274	0.001324
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	3.31	1.6
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1.225	0.591
0602	Бензол (64)	0.016	0.00772
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00503	0.002427
0621	Метилбензол (349)	0.01005	0.00485

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6107, Емкость для дизтоплива

Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Нефтепродукт, ***NP*** **= Дизельное топливо**
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/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*** **= 1000**
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*** **= 1000**
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*** **= 30**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR*** **= 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха
Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM*** **= 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR*** **= 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI*** **= 0.27**
GHR = GHR + GHRI · KNP · NR **= 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 30**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR*** **= 0.000783**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600*** **= 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10^{-6} + GHR*** **= (2.36 · 1000 + 3.15 · 1000) · 0.1 · 10^{-6} + 0.000783 = 0.001334**

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

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 99.72 · 0.001334 / 100 = 0.00133**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.28 · 0.001334 / 100 = 0.000003735**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.000003735
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.00133

Источник загрязнения N 6108, РВС № 1 - 400 м3
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= 30**

Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 0.74**
***KTMIN* = 0.74**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX* = 50**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT* = 1.09**
***KTMAX* = 1.09**
Режим эксплуатации, ***_NAME_* = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_* = Наземный горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 1000**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR* = 1**
Категория веществ, ***_NAME_* = А, Б, В**
Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR* = 0.1**
Значение Kpmax(Прил.8), ***KPM* = 0.1**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Производительность закачки, м3/час, ***QZ* = 7.8**
Производительность откачки, м3/час, ***QOT* = 7.8**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 1000**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B* = 68500**
Плотность смеси, т/м3, ***RO* = 0.893**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)* = 68500 / (0.893 · 1000) = 76.7**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB* = 1.54**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX* = 7.8**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS* = 40**
, ***P* = 40**
Коэффициент, ***KB* = 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP* = 90**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45* = 0.6 · 90 + 45 = 99**

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 · 40 · 99 · (1.09 · 1 + 0.74) · 0.1 · 1.54 · 68500 / (10^7 · 0.893) = 2.517**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4* = (0.163 · 40 · 99 · 1.09 · 0.1 · 1 · 7.8) / 10^4 = 0.0549**

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 · 2.517 / 100 = 1.824**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.46 · 0.0549 / 100 = 0.0398**

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 · 2.517 / 100 = 0.675**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 0.0549 / 100 = 0.0147**

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 · 2.517 / 100 = 0.00881**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 0.0549 / 100 = 0.000192**

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 · 2.517 / 100 = 0.00554**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 0.0549 / 100 = 0.0001208**

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 · 2.517 / 100 = 0.00277**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 0.0549 / 100 = 0.0000604**

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 · 2.517 / 100 = 0.00151**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.06 · 0.0549 / 100 = 0.00003294**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003294	0.00151
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0398	1.824
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0147	0.675
0602	Бензол (64)	0.000192	0.00881
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000604	0.00277

0621	Метилбензол (349)	0.0001208	0.00554

Источник загрязнения N 6109, РВС №2 - 400 м3
Список литературы:
1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= 30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.74**
KTMIN **= 0.74**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 50**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 1.09**
KTMAX **= 1.09**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 700**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax(Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 700**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 68500**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.893**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 68500 / (0.893 · 700) = 76.7**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.54**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 7.8**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 40**
, ***P*** **= 40**
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 90**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 90 + 45 = 99**

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 · 40 · 99 · (1.09 · 1 + 0.74) · 0.1 · 1.54 · 68500 / (10^7 · 0.893) = 2.517**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 40 · 99 · 1.09 · 0.1 · 1 · 7.8) / 10^4 = 0.0549**

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 · 2.517 / 100 = 1.824**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.0549 / 100 = 0.0398**

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 · 2.517 / 100 = 0.675**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.0549 / 100 = 0.0147**

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 · 2.517 / 100 = 0.00881**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0549 / 100 = 0.000192**

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 · 2.517 / 100 = 0.00554**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0549 / 100 = 0.0001208**

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 · 2.517 / 100 = 0.00277**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0549 / 100 = 0.0000604**

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 · 2.517 / 100 = 0.00151**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 0.0549 / 100 = 0.00003294**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003294	0.00151
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0398	1.824
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0147	0.675
0602	Бензол (64)	0.000192	0.00881
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000604	0.00277
0621	Метилбензол (349)	0.0001208	0.00554

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6110, Нефтеналивная эстакада
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*** **= 30**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.74**
KTMIN **= 0.74**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 50**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 1.09**
KTMAX **= 1.09**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный горизонтальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 30**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax(Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Производительность закачки, м3/час, ***QZ*** **= 7.8**
Производительность откачки, м3/час, ***QOT*** **= 7.8**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 30**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 68500**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.893**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), ***NN = B / (RO · V)*** **= 68500 / (0.893 · 30) = 2556.9**
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 1.35**
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой
из резервуара во время его закачки, м3/час, ***VCMAX*** **= 7.8**
Давление паров смеси, мм.рт.ст., ***PS*** **= 40**
, *P* = 40
Коэффициент, ***KB*** **= 1**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 90**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, ***MRS = 0.6 · TKIP + 45*** **= 0.6 · 90 + 45 = 99**

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 · 40 · 99 · (1.09 · 1 + 0.74) · 0.1 · 1.35 · 68500 / (10^7 · 0.893) = 2.206**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 40 · 99 · 1.09 · 0.1 · 1 · 7.8) / 10^4 = 0.0549**

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 · 2.206 / 100 = 1.6**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.0549 / 100 = 0.0398**
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 · 2.206 / 100 = 0.591**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.0549 / 100 = 0.0147**
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 · 2.206 / 100 = 0.00772**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.0549 / 100 = 0.000192**
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 · 2.206 / 100 = 0.00485**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.0549 / 100 = 0.0001208**
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 · 2.206 / 100 = 0.002427**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.0549 / 100 = 0.0000604**
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 · 2.206 / 100 = 0.001324**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 0.0549 / 100 = 0.00003294**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003294	0.001324
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0398	1.6
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0147	0.591
0602	Бензол (64)	0.000192	0.00772
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000604	0.002427
0621	Метилбензол (349)	0.0001208	0.00485

Источник загрязнения N 6112-6113, Насос технический
Список литературы:
Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8
Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки
Нефтепродукт: Сырая нефть
Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С
Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала
Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), ***Q*** **= 0.02**
Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***N1*** **= 1**
Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., ***NN1*** **= 1**
Время работы одной единицы оборудования, час/год, ***_T_*** **= 8760**
Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), ***G = Q · NN1 / 3.6*** **= 0.02 · 1 / 3.6 = 0.00556**
Валовый выброс, т/год (8.2), ***M = (Q · N1 · _T_) / 1000*** **= (0.02 · 1 · 8760) / 1000 = 0.1752**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 72.46**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 72.46 · 0.1752 / 100 = 0.127**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 72.46 · 0.00556 / 100 = 0.00403**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 26.8**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 26.8 · 0.1752 / 100 = 0.047**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 26.8 · 0.00556 / 100 = 0.00149**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.35**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.35 · 0.1752 / 100 = 0.000613**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.35 · 0.00556 / 100 = 0.00001946**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.22**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.22 · 0.1752 / 100 = 0.0003854**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.22 · 0.00556 / 100 = 0.00001223**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.11**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.11 · 0.1752 / 100 = 0.0001927**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.11 · 0.00556 / 100 = 0.00000612**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.06**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100*** **= 0.06 · 0.1752 / 100 = 0.0001051**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100*** **= 0.06 · 0.00556 / 100 = 0.000003336**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336	0.0001051
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00403	0.127
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00149	0.047
0602	Бензол (64)	0.00001946	0.000613
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000612	0.0001927
0621	Метилбензол (349)	0.00001223	0.0003854

Источник загрязнения N 6114,Дренажная емкость 40 м3
Список литературы:
1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (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 · Q · N*** **= 0.365 · 0.012996 · 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 · C / 100*** **= 0.01844 · 27.83 / 100 = 0.00513**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00513 · 8760 · 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 · C / 100*** **= 0.01844 · 14.7 / 100 = 0.00271**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00271 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0855**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 7.42**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.01844 · 7.42 / 100 = 0.001368**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.001368 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0431**
Примесь: 0403 Гексан (135)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 9.3**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.01844 · 9.3 / 100 = 0.001715**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.001715 · 8760 · 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 · Q · N*** **= 0.05 · 0.000396 · 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 · C / 100*** **= 0.000231 · 27.83 / 100 = 0.0000643**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0000643 · 8760 · 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 · C / 100*** **= 0.000231 · 14.7 / 100 = 0.00003396**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00003396 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00107**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 7.42**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.000231 · 7.42 / 100 = 0.00001714**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.00001714 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.00054**
Примесь: 0403 Гексан (135)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 9.3**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.000231 · 9.3 / 100 = 0.0000215**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0000215 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.000678**
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	14	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	42	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
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

Источник загрязнения N 6015-6017, Насос НБ-125 , НБ-50

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединении и запорно-регулирующего арматуры.				
Исходные данные:				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,0317098			
углеводород C_1-C_5, cji	0,8571			доли/ед.
углеводород С6-С10, cji	0,1097			доли/ед.
углеводород С12-С19, cji	0,0323			доли/ед.
сернистый ангидрид, cji	0,00045			доли/ед.
Фланцы, шт; nj	10			шт.
ЗРА, шт; nj	6			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{J=1}^{1} Y_{ну_j} = \sum_{J=1}^{1}\sum_{J=1}^{m} g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$, где				
$Y_{ну\ j}$ – 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.;				
gнуj – 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);				
хнуj – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
cji – 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, gнуj	0,11			мг/с
утечки от ЗРА, gнуj	3,61			мг/с
доля утечки ФС, хнуj	0,05			
доля утечки ЗРА, хнуj	0,07			
выбросы вредного вещества, $Y_{ну}C_1$-C_5	1,34668			мг/с
выбросы вредного вещества, YнуС6-С10	0,17236			мг/с
выбросы вредного вещества, YнуС12-С19	0,05075			мг/с
выбросы вредного вещества, YнуСера	0,00071			мг/с
валовые выбросы, $Y_{ну}C_1$-C_5	0,00135	г/с	0,0424688	т/г
валовые выбросы, YнуС6-С10	0,000172	г/с	0,0054356	т/г
валовые выбросы, YнуС12-С19	0,000051	г/с	0,0016004	т/г
валовые выбросы, YнуСера	0,000001	г/с	0,0000223	т/г
Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в амосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п				

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6118, Дренажная емкость (емкость РГСВ 1,2 м3 №1)

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: 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 · Q · N*** **= 0.365 · 0.012996 · 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 · C / 100*** **= 0.0079 · 27.83 / 100 = 0.0022**

Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.0022 · 8760 · 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 · C / 100*** **= 0.0079 · 14.7 / 100 = 0.001161**

Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10^6*** **= 0.001161 · 8760 · 3600 / 10^6 = 0.0366**

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 7.42**

Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0079 · 7.42 / 100 = 0.000586**

Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.000586 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.01848**
Примесь: 0403 Гексан (135)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 9.3**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0079 · 9.3 / 100 = 0.000735**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.000735 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 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 · Q · N*** **= 0.05 · 0.000396 · 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 · C / 100*** **= 0.000066 · 27.83 / 100 = 0.00001837**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.00001837 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.000579**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.7**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.000066 · 14.7 / 100 = 0.0000097**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.0000097 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.000306**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 7.42**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.000066 · 7.42 / 100 = 0.0000049**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.0000049 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0001545**
Примесь: 0403 Гексан (135)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 9.3**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.000066 · 9.3 / 100 = 0.00000614**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.00000614 · 8760 · 3600 / 10⁶ = 0.0001936**
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	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	12	8760

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
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 6119-6139,Устье скважин
Список литературы:
1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.006588**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.07**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 25**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 3672**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.07 · 0.006588 · 25 = 0.01153**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.01153 / 3.6 = 0.0032**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0032 · 63.39 / 100 = 0.00203**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.00203 · 3672 · 3600 / 10⁶ = 0.02683**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0032 · 14.12 / 100 = 0.000452**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.000452 · 3672 · 3600 / 10⁶ = 0.005975**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0032 · 3.82 / 100 = 0.0001222**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.0001222 · 3672 · 3600 / 10⁶ = 0.001615**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_ = G · C / 100*** **= 0.0032 · 2.65 / 100 = 0.0000848**
Валовый выброс, т/год, ***_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶*** **= 0.0000848 · 3672 · 3600 / 10⁶ = 0.001121**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0032 · 2.68 / 100 = 0.0000858**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000858 ·3672 · 3600 / 10^6 = 0.0011342**

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.111024**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.35**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 3**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **=3672**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.35 · 0.111024 · 3 = 0.1166**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.1166 / 3.6 = 0.0324**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0324 · 63.39 / 100 = 0.02054**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.02054 · 3672 · 3600 / 10^6 = 0.271522**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0324 · 14.12 / 100 = 0.004575**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.004575 · 3672 · 3600 / 10^6 = 0.060477**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0324 · 3.82 / 100 = 0.001238**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.001238 · 3672 · 3600 / 10^6 = 0.016365**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0324 · 2.65 / 100 = 0.000859**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000859 · 3672 · 3600 / 10^6 = 0.011355**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0324 · 2.68 / 100 = 0.000868**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000868 · 3672 · 3600 / 10^6 = 0.011474**

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), ***Q*** **= 0.000288**
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), ***X*** **= 0.02**
Общее количество данного оборудования, шт., ***N*** **= 18**
Среднее время работы данного оборудования, час/год, ***_T_*** **= 3672**
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), ***G = X · Q · N*** **= 0.02 · 0.000288 · 18 = 0.0001037**
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, ***G = G / 3.6*** **= 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288**
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 63.39**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000288 · 63.39 / 100 = 0.00001826**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.00001826 · 3672 · 3600 / 10^6 = 0.000241**
Примесь: 0410 Метан (727*)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 14.12**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000288 · 14.12 / 100 = 0.00000407**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.00000407 · 3672 · 3600 / 10^6 = 0.0000538**
Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 3.82**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000288 · 3.82 / 100 = 0.0000011**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.0000011 · 3672 · 3600 / 10^6 = 0.0000145**
Примесь: 0405 Пентан (450)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.65**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000288 · 2.65 / 100 = 0.000000763**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000000763 · 3672 · 3600 / 10^6 = 0.0000101**
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
Массовая концентрация компонента в потоке, %, ***C*** **= 2.68**
Максимальный разовый выброс, г/с, ***_G_*** **= *G · C / 100* = 0.0000288 · 2.68 / 100 = 0.000000772**
Валовый выброс, т/год, ***_M_*** **= *_G_ · _T_ · 3600 / 10^6* = 0.000000772 · 3672 · 3600 / 10^6 = 0.0000102**
Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	***Технологич. поток***	***Общее кол-во, шт.***	***Время работы, ч/г***
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	3672
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	3672
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	3672

Итоговая таблица:

Код	***Наименование ЗВ***	***Выброс г/с***	***Выброс т/год***
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.0126184
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.0124861
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.0665058
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.0179945

0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0205400	0.2985930

При КРС

Источник №0110, Дизельный двигатель АР-32/40
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 36
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 169
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 213
Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:
$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 213 * 169 = 0.31389384$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м^3:
$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м^3/с:
$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.31389384 / 0.531396731 = 0.590695843$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса W_i, т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3605333	1.152	0	0.3605333	1.152
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0585867	0.1872	0	0.0585867	0.1872
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0234722	0.072	0	0.0234722	0.072
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0563333	0.18	0	0.0563333	0.18
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2910556	0.936	0	0.2910556	0.936
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000006	0.000002	0	0.0000006	0.000002
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056333	0.018	0	0.0056333	0.018
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1361389	0.432	0	0.1361389	0.432

Источник №0111, Дизельный двигатель АР-32
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 30
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 155
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 193.55
Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов
Расход отработавших газов G_{oz}, кг/с:
$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 193.55 * 155 = 0.26160218$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов γ_{oz}, кг/м^3:
$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz}, м^3/с:
$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.26160218 / 0.531396731 = 0.492291662$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса W_i, т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3306667	0.96	0	0.3306667	0.96
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0537333	0.156	0	0.0537333	0.156
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0215278	0.06	0	0.0215278	0.06
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0516667	0.15	0	0.0516667	0.15
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2669444	0.78	0	0.2669444	0.78
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000005	0.0000017	0	0.0000005	0.0000017
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0051667	0.015	0	0.0051667	0.015
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1248611	0.36	0	0.1248611	0.36

Источник №0113, Цементировочный агрегат, «ЦА-320 М».
Исходные данные:
Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 9.6
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 176
Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 228
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:
$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 228 * 176 = 0.34991616$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов γ_{oz}, кг/м^3:
$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)
где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м^3;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz}, м^3/с:
$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.34991616 / 0.531396731 = 0.65848384$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{мi}$ 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 $q_{эi}$ 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:
$M_i = e_{мi} * P_э / 3600$ (1)
Расчет валового выброса W_i, т/год:
$W_i = q_{эi} * B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.3754667	0.3072	0	0.3754667	0.3072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0610133	0.04992	0	0.0610133	0.04992
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0244444	0.0192	0	0.0244444	0.0192
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0586667	0.048	0	0.0586667	0.048
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3031111	0.2496	0	0.3031111	0.2496
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000006	0.0000005	0	0.0000006	0.0000005
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0058667	0.0048	0	0.0058667	0.0048
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1417778	0.1152	0	0.1417778	0.1152

Источник загрязнения N 6140,Краз наливной
Вид выброса, ***VV*** **= Выбросы паров нефти и бензинов**
Нефтепродукт, ***NPNAME*** **= Сырая нефть**
Минимальная температура смеси, гр.С, ***TMIN*** **= -20**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.13**
KTMIN **= 0.13**
Максимальная температура смеси, гр.С, ***TMAX*** **= 100**
Коэффициент Kt (Прил.7), ***KT*** **= 0.72**
KTMAX **= 0.72**
Режим эксплуатации, ***_NAME_*** **= "буферная емкость" (все типы резервуаров)**
Конструкция резервуаров, ***_NAME_*** **= Наземный вертикальный**
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI*** **= 10**
Количество резервуаров данного типа, ***NR*** **= 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров, ***KNR*** **= 1**
Категория веществ, ***_NAME_*** **= А, Б, В**
Значение Kpsr(Прил.8), ***KPSR*** **= 0.1**
Значение Kpmax(Прил.8), ***KPM*** **= 0.1**
Коэффициент , ***KPSR*** **= 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX*** **= 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V*** **= 10**
Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, ***B*** **= 270**
Плотность смеси, т/м3, ***RO*** **= 0.9**
Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 270 / (0.9 \cdot 10) = 30$
Коэффициент (Прил. 10), ***KOB*** **= 2.25**
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 Кв(Прил.9), ***KB*** **= 1.015**
Температура начала кипения смеси, гр.С, ***TKIP*** **= 90**
Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 90 + 45 = 99$
Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294$

· 545 · 99 · (0.72 · 1.015 + 0.13) · 0.1 · 2.25 · 270 / (10^7 · 0.9) = 0.0922
Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), ***G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10^4*** **= (0.163 · 545 · 99 · 0.72 · 0.1 · 1.015 · 1.5) / 10^4 = 0.0964**

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 · 0.0922 / 100 = 0.0668**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 72.46 · 0.0964 / 100 = 0.0699**

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 · 0.0922 / 100 = 0.0247**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 26.8 · 0.0964 / 100 = 0.02584**

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 · 0.0922 / 100 = 0.000323**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.35 · 0.0964 / 100 = 0.0003374**

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 · 0.0922 / 100 = 0.000203**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.22 · 0.0964 / 100 = 0.000212**

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 · 0.0922 / 100 = 0.0001014**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.11 · 0.0964 / 100 = 0.000106**

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 · 0.0922 / 100 = 0.0000553**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 0.06 · 0.0964 / 100 = 0.0000578**

Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000578	0.0000553
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0699000	0.0668000
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0258400	0.0247000
0602	Бензол (64)	0.0003374	0.0003230
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001060	0.0001014
0621	Метилбензол (349)	0.0002120	0.0002030

Источник загрязнения N 6141,Емкость для хранения дизельного топлива
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* = 37.8**
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* = 37.8**
Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, ***VC* = 1.5**
Коэффициент(Прил. 12), ***KNP* = 0.0029**
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м3, ***VI* = 50**
Количество резервуаров данного типа, ***NR* = 1**
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, ***KNR* = 1**

Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPM* = 0.1**
Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), ***KPSR* = 0.1**
Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), ***GHRI* = 0.27**
***GHR = GHR + GHRI · KNP · NR* = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**
Коэффициент , ***KPSR* = 0.1**
Коэффициент, ***KPMAX* = 0.1**
Общий объем резервуаров, м3, ***V* = 50**
Сумма Ghri*Knp*Nr, ***GHR* = 0.000783**
Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), ***G = C · KPMAX · VC / 3600* = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**
Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), ***M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10^{-6} + GHR* = (2.36 · 37.8 + 3.15 · 37.8) · 0.1 · 10^{-6} + 0.000783 = 0.000804**

Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)
Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI* = 99.72**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_ = CI · M / 100* = 99.72 · 0.000804 / 100 = 0.000802**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_ = CI · G / 100* = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), ***CI*** **= 0.28**
Валовый выброс, т/год (5.2.5), ***_M_*** **= *CI · M / 100* = 0.28 · 0.000804 / 100 = 0.00000225**
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), ***_G_*** **= *CI · G / 100* = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

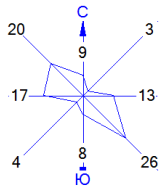
Код	*Наименование ЗВ*	*Выброс г/с*	*Выброс т/год*
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000225
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0008020

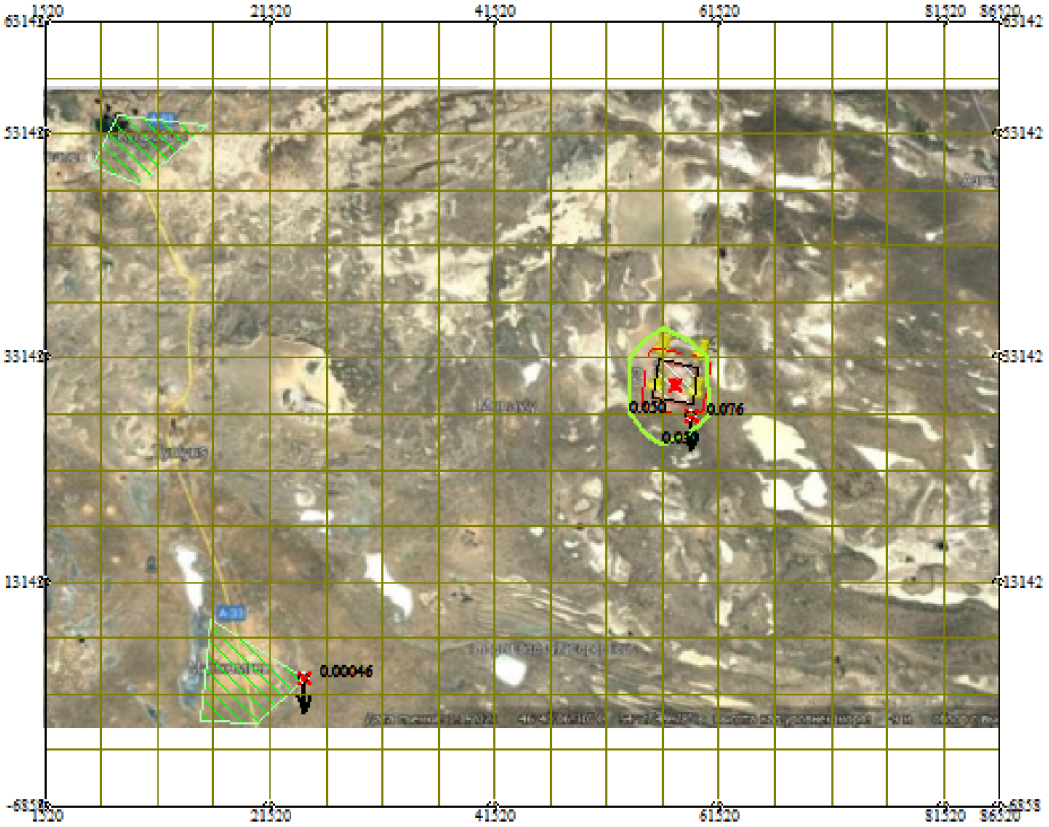
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
6044 0330+0333





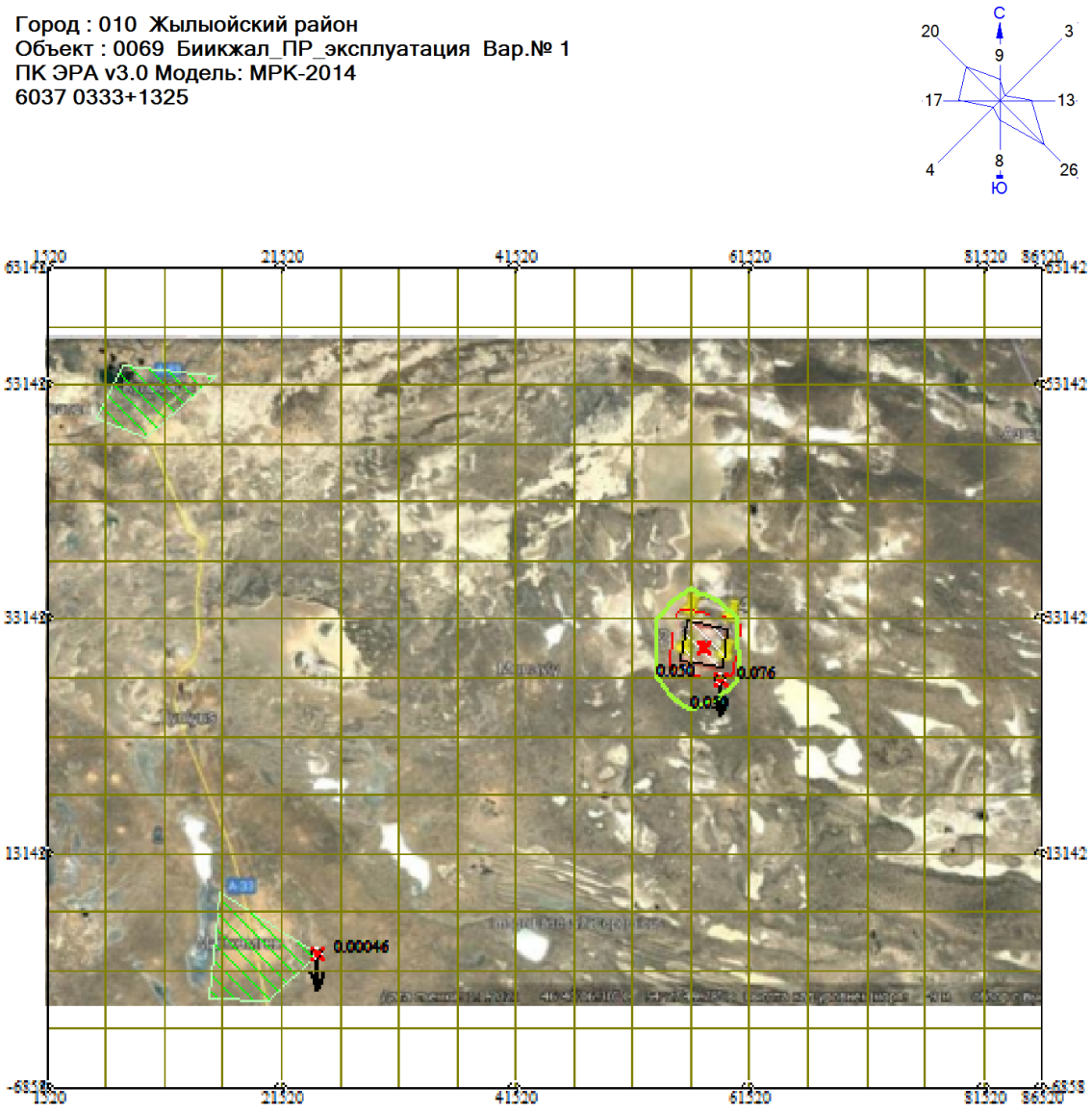
Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК

Условные обозначения:
Жилые зоны, группа N 01
Жилые зоны, группа N 02
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0838834 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.73 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
6037 0333+1325



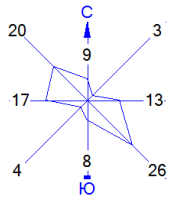
Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК

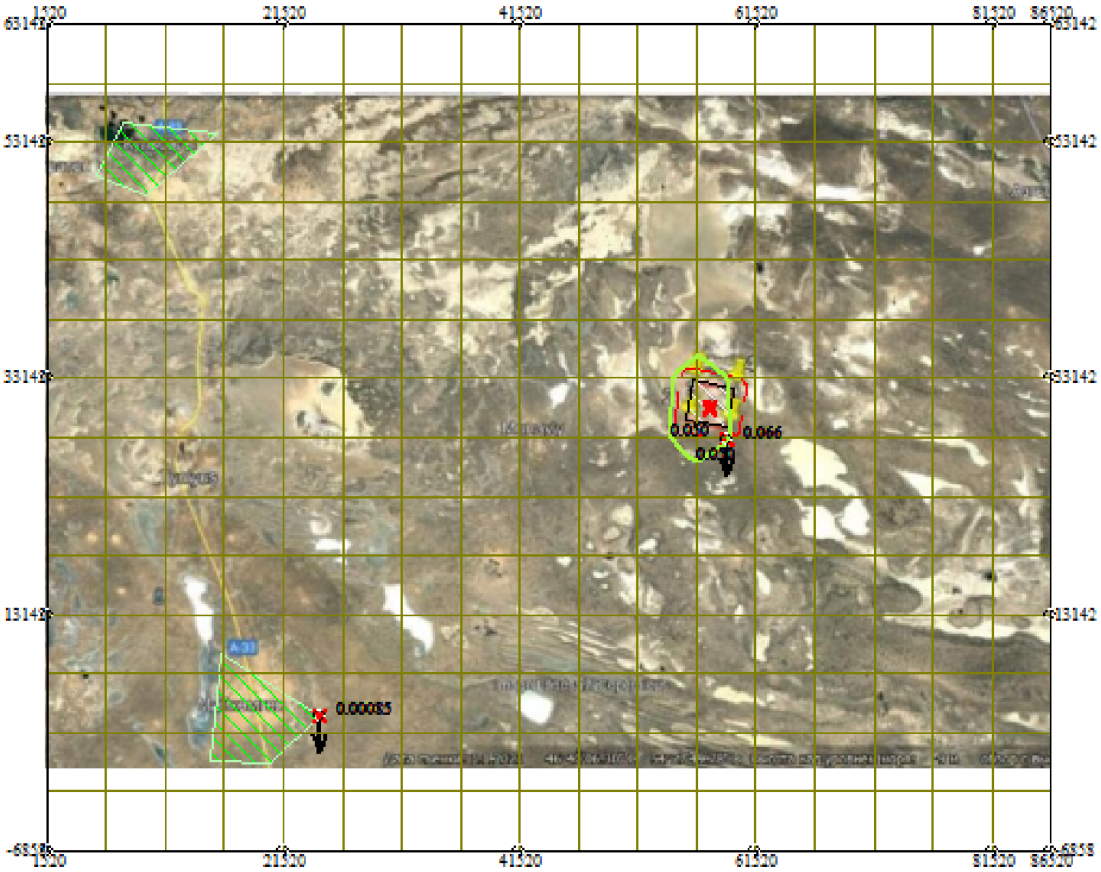
Условные обозначения:
Жилые зоны, группа N 01
Жилые зоны, группа N 02
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0836395 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.73 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
6005 0301+0337+0403+1325





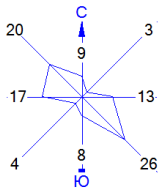
Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК

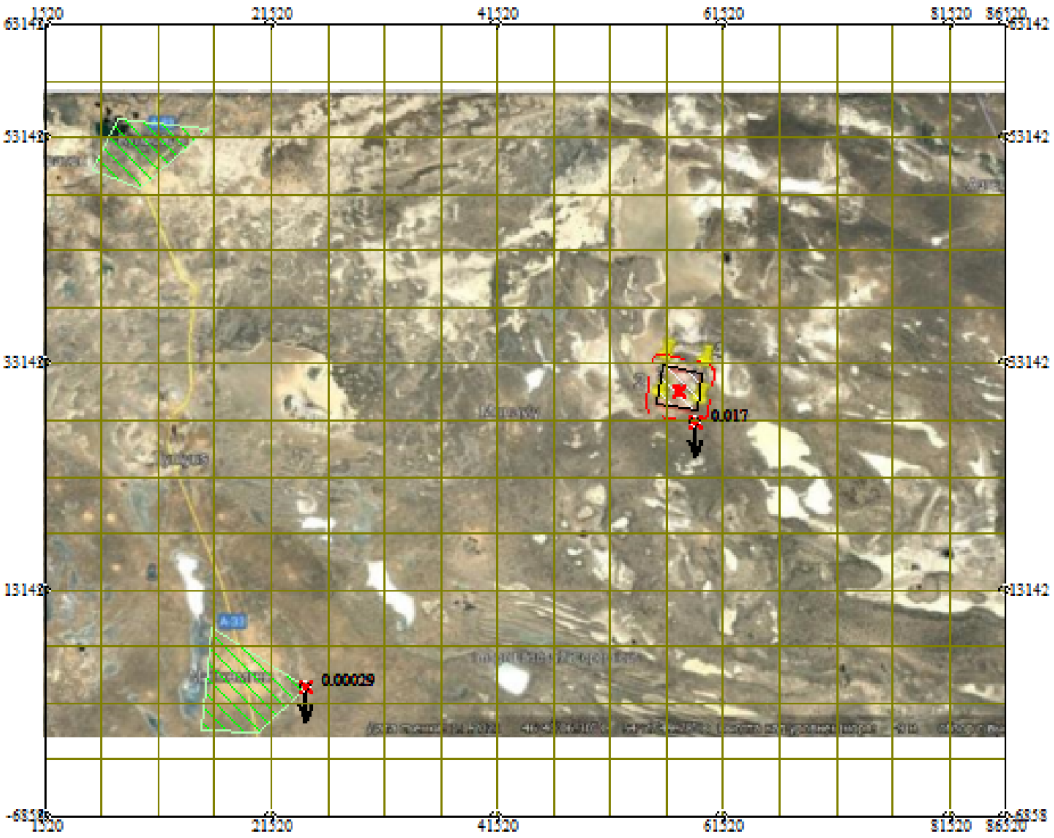
Условные обозначения:
Жилые зоны, группа N 01
Жилые зоны, группа N 02
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0747398 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.75 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)





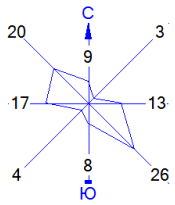
Изолинии в долях ПДК

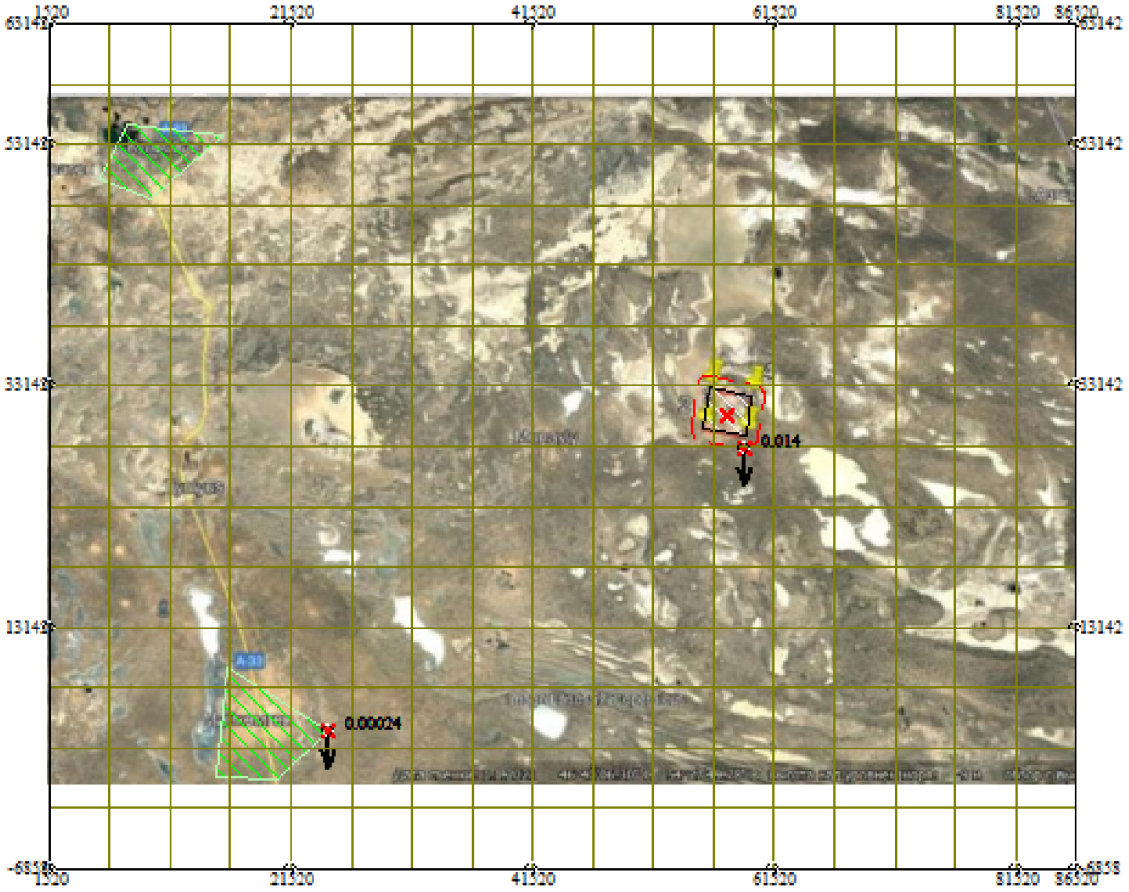
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0201141 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид (Метаналь) (609)





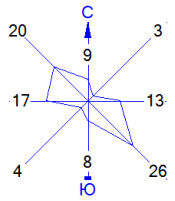
Изолинии в долях ПДК

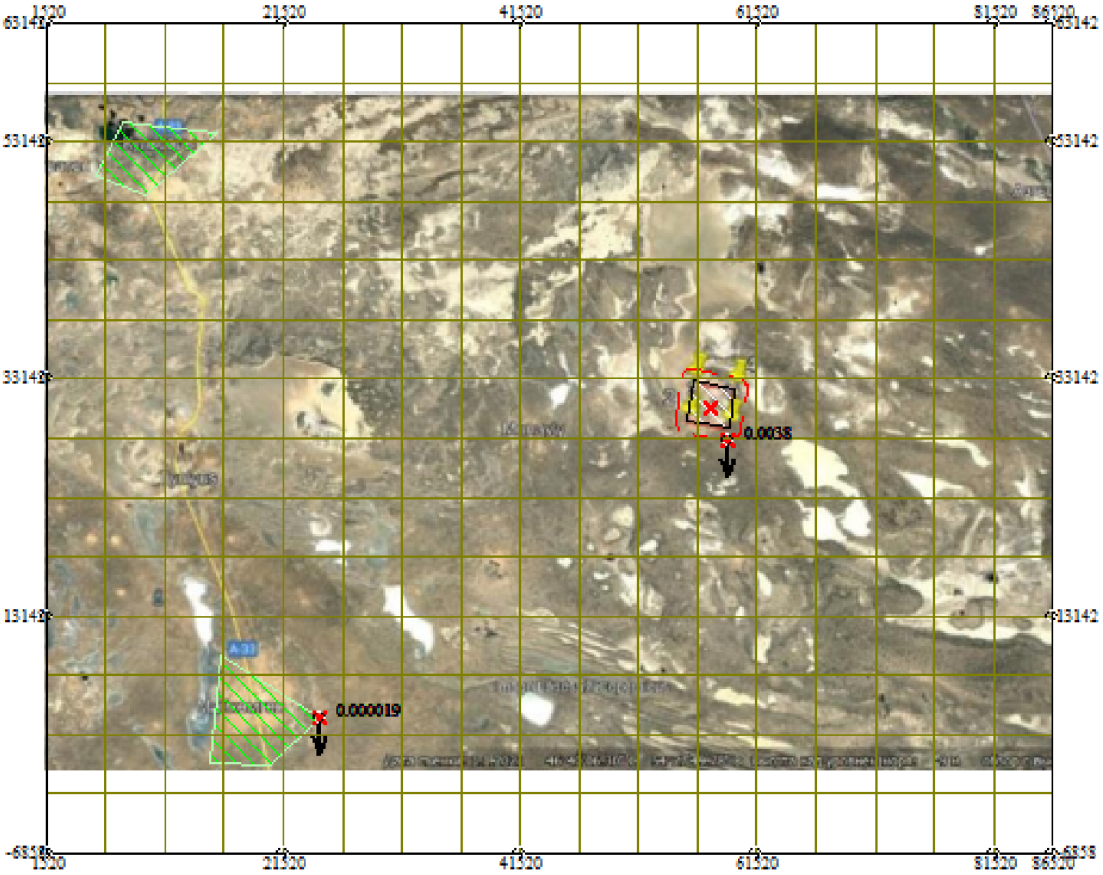
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.016642 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)





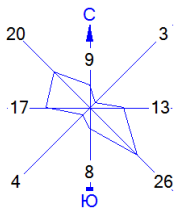
Изолинии в долях ПДК

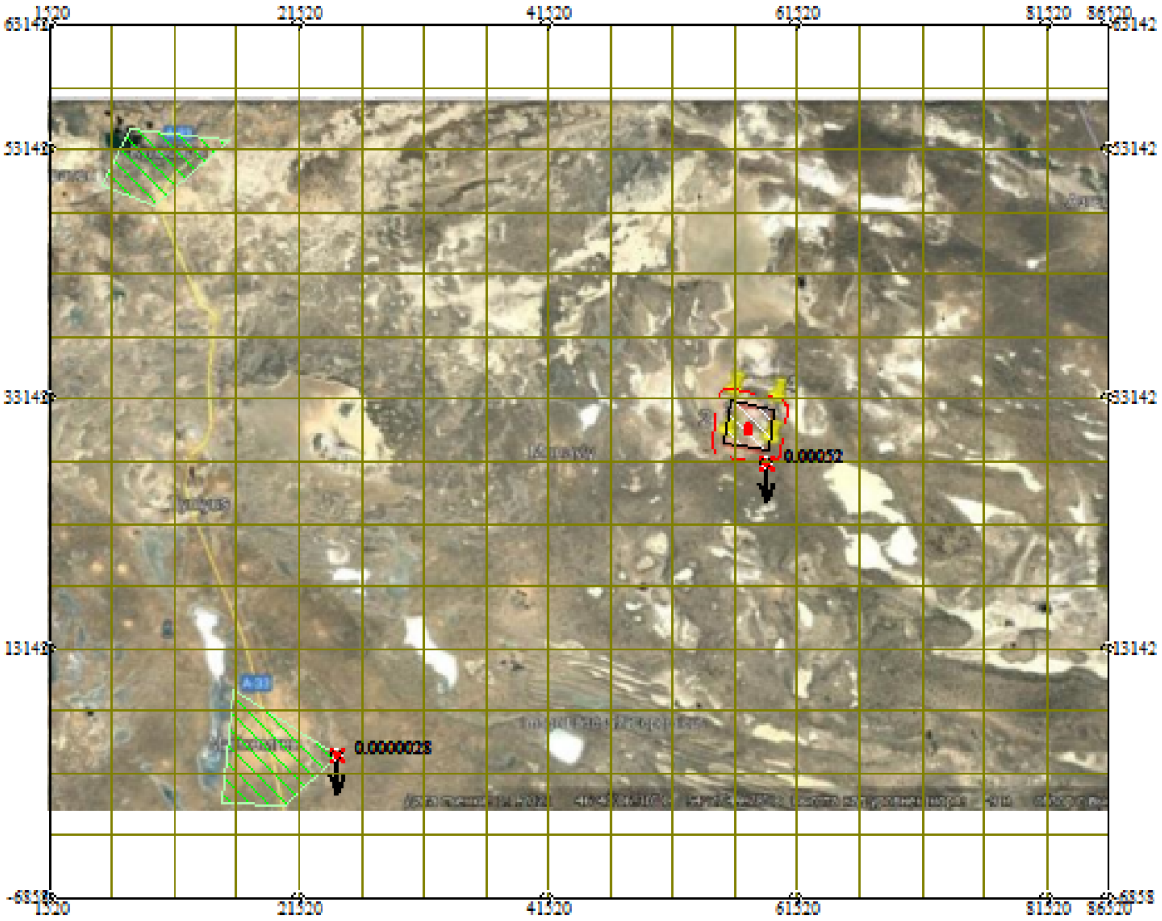
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0043898 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.75 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0621 Метилбензол (349)





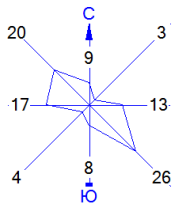
Изолинии в долях ПДК

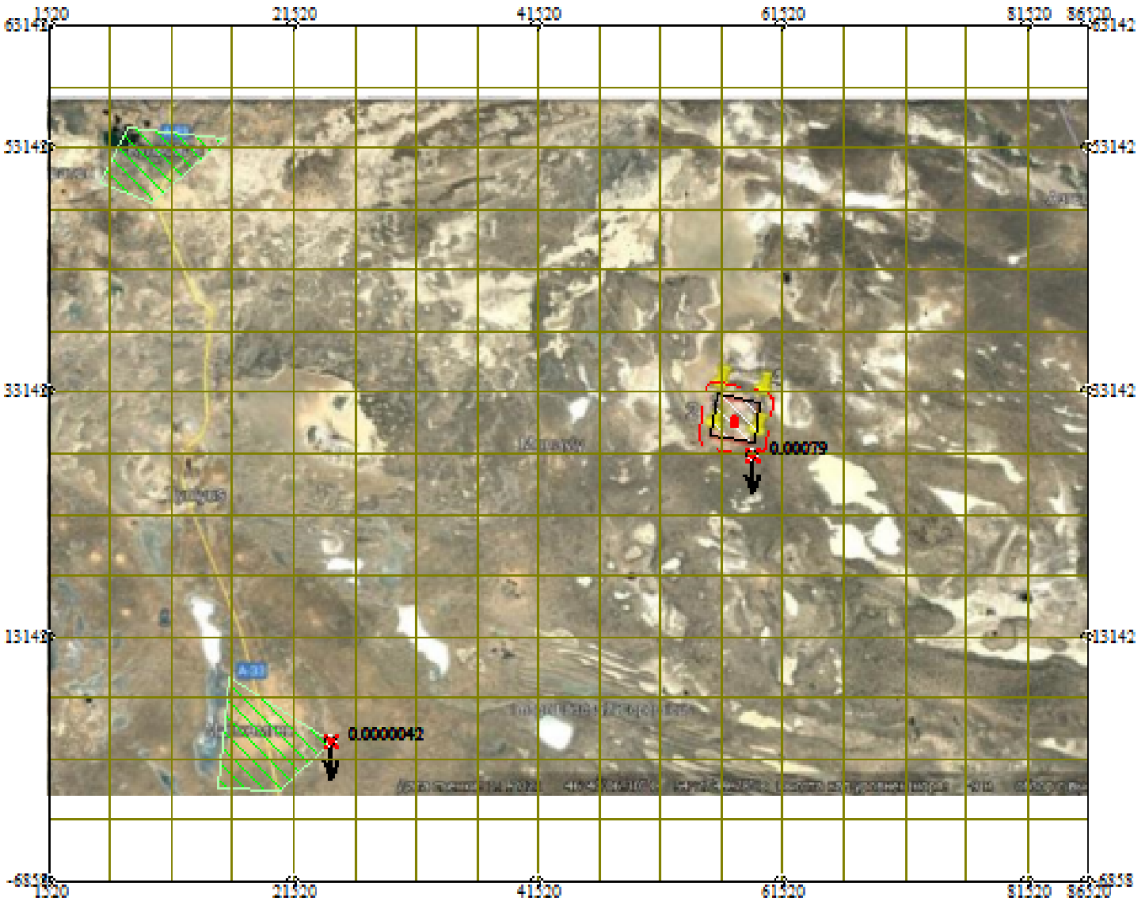
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0005855 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.64 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)





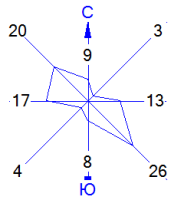
Изолинии в долях ПДК

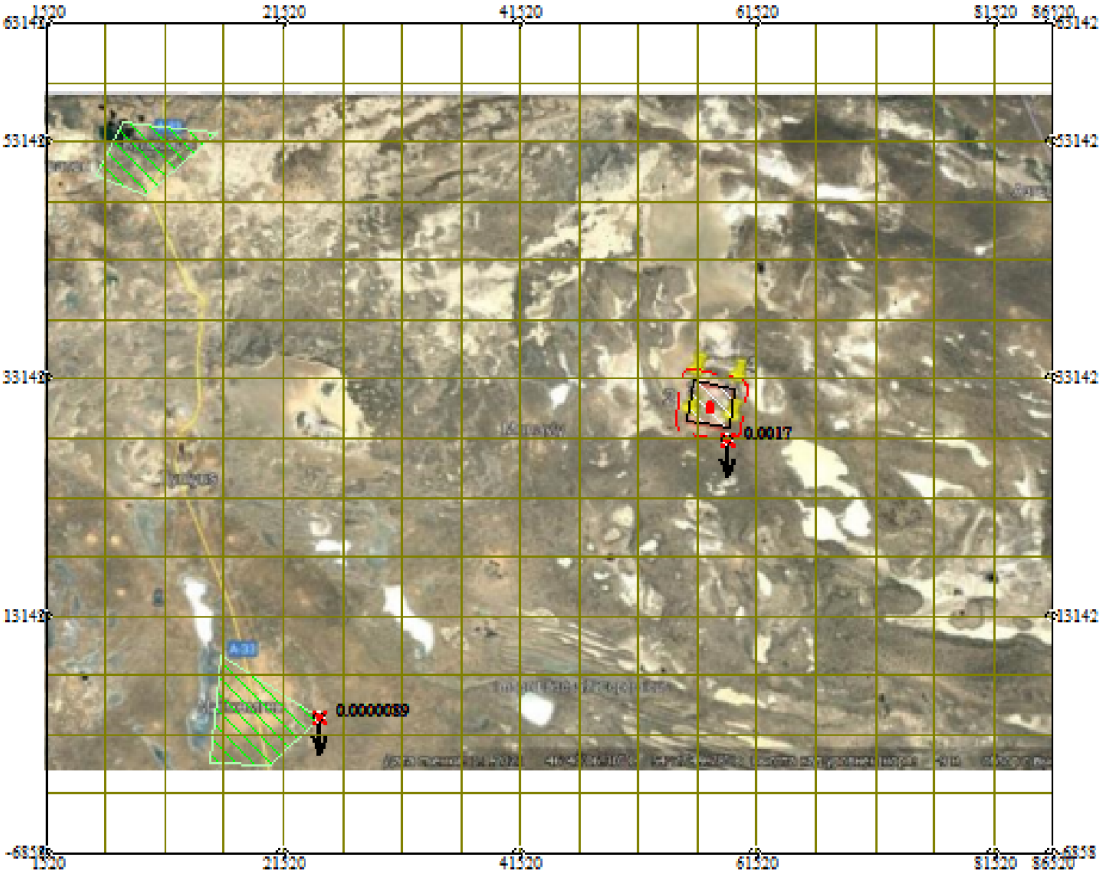
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0008791 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.64 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0602 Бензол (64)





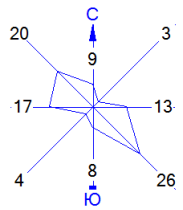
Изолинии в долях ПДК

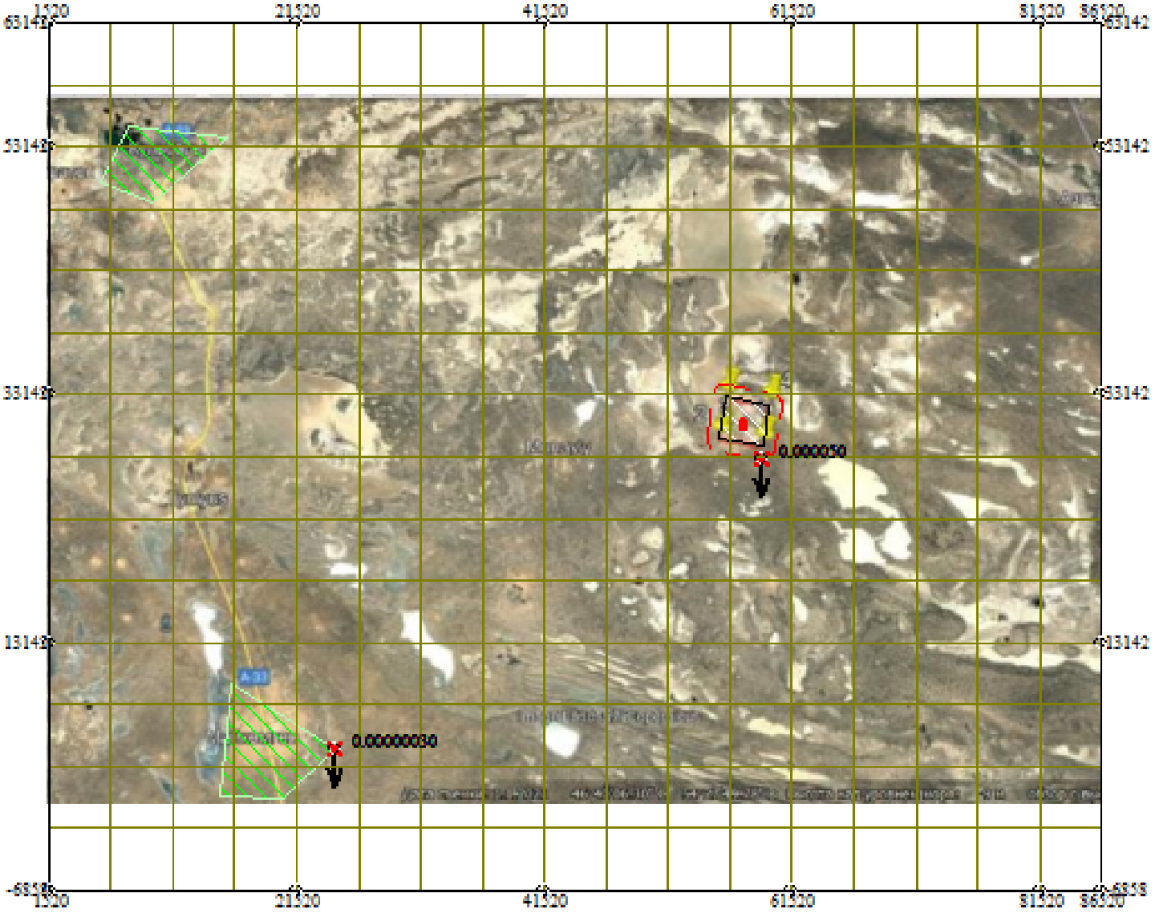
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0018641 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.64 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)





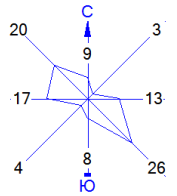
Изолинии в долях ПДК

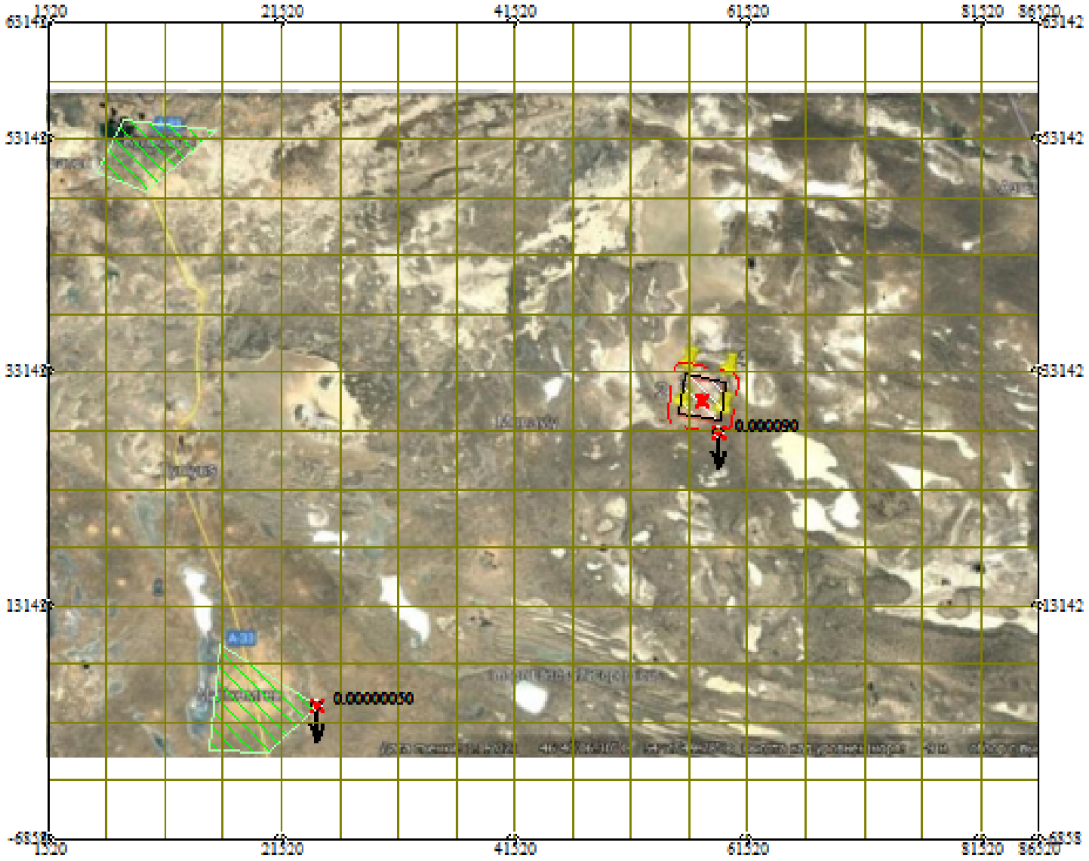
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 5.54E-5 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.65 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0410 Метан (727*)





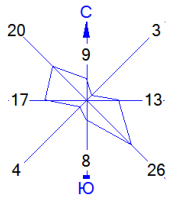
Изолинии в долях ПДК

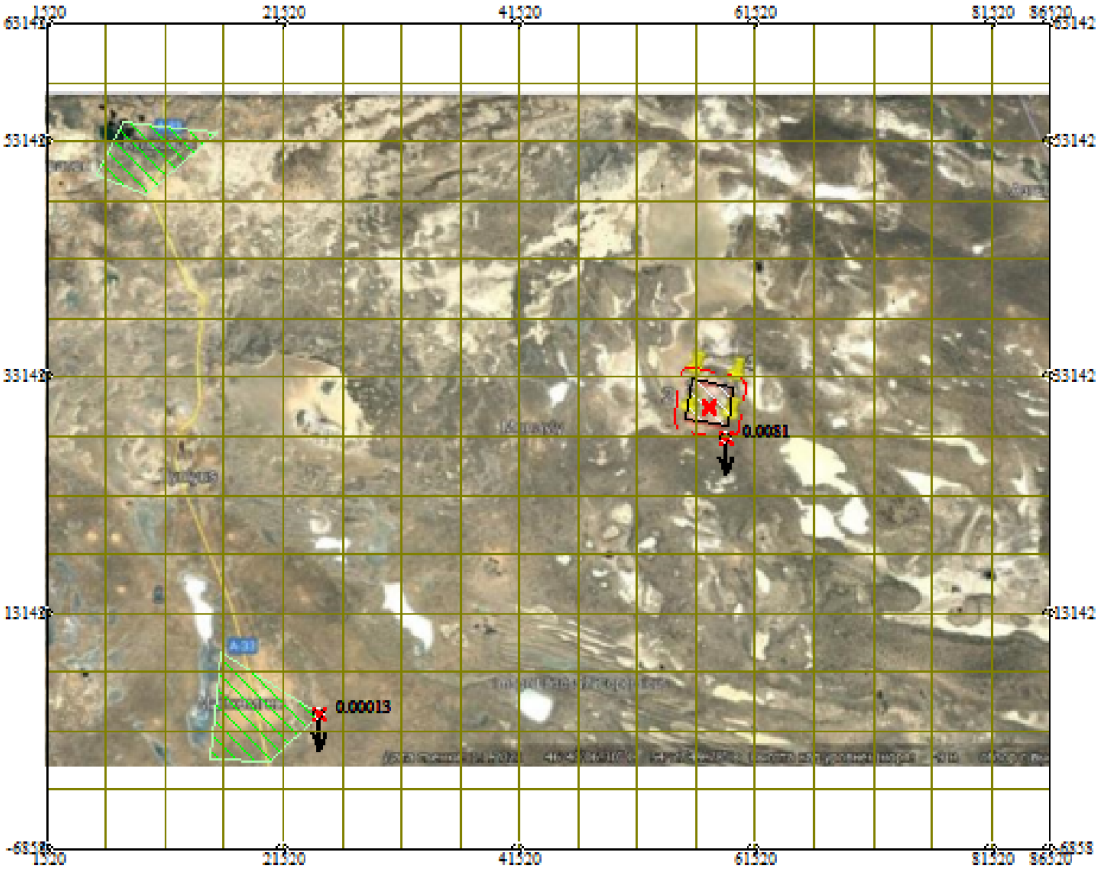
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0001014 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.65 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)





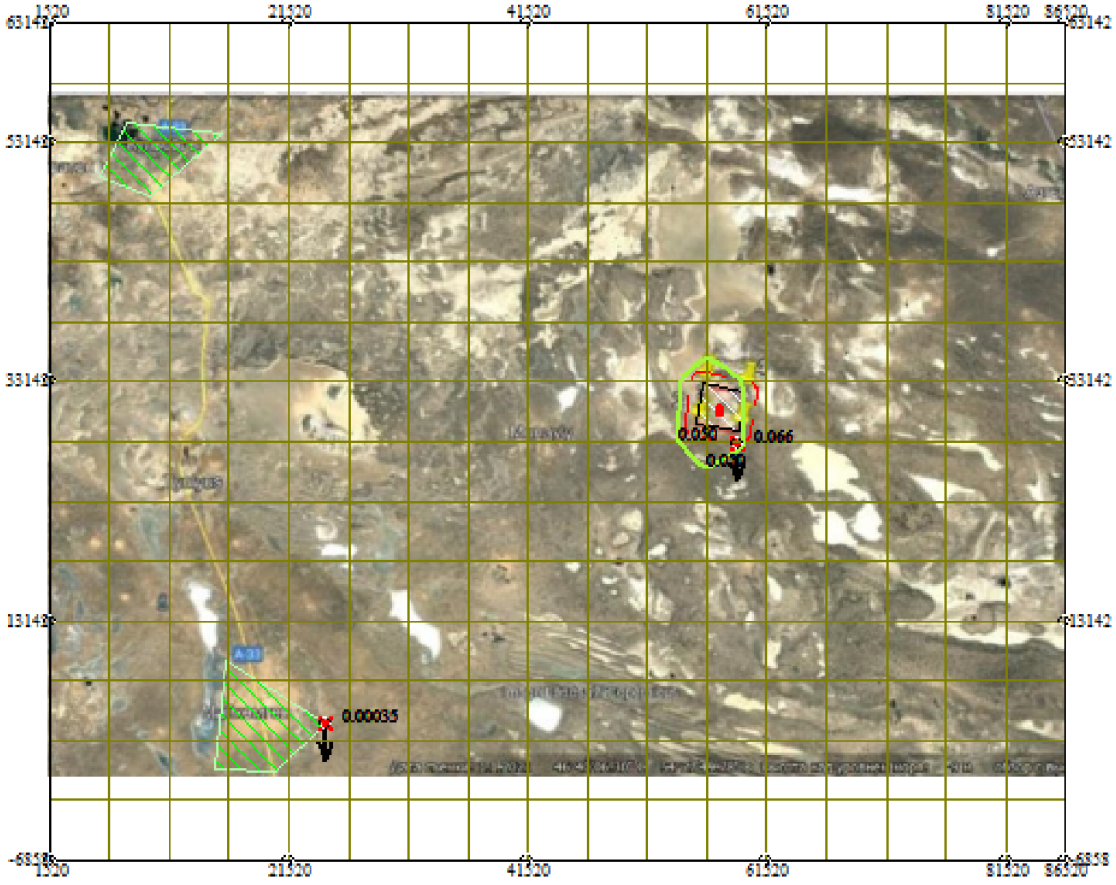
Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0093623 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



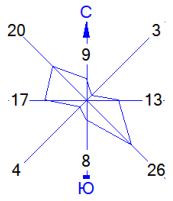
Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК

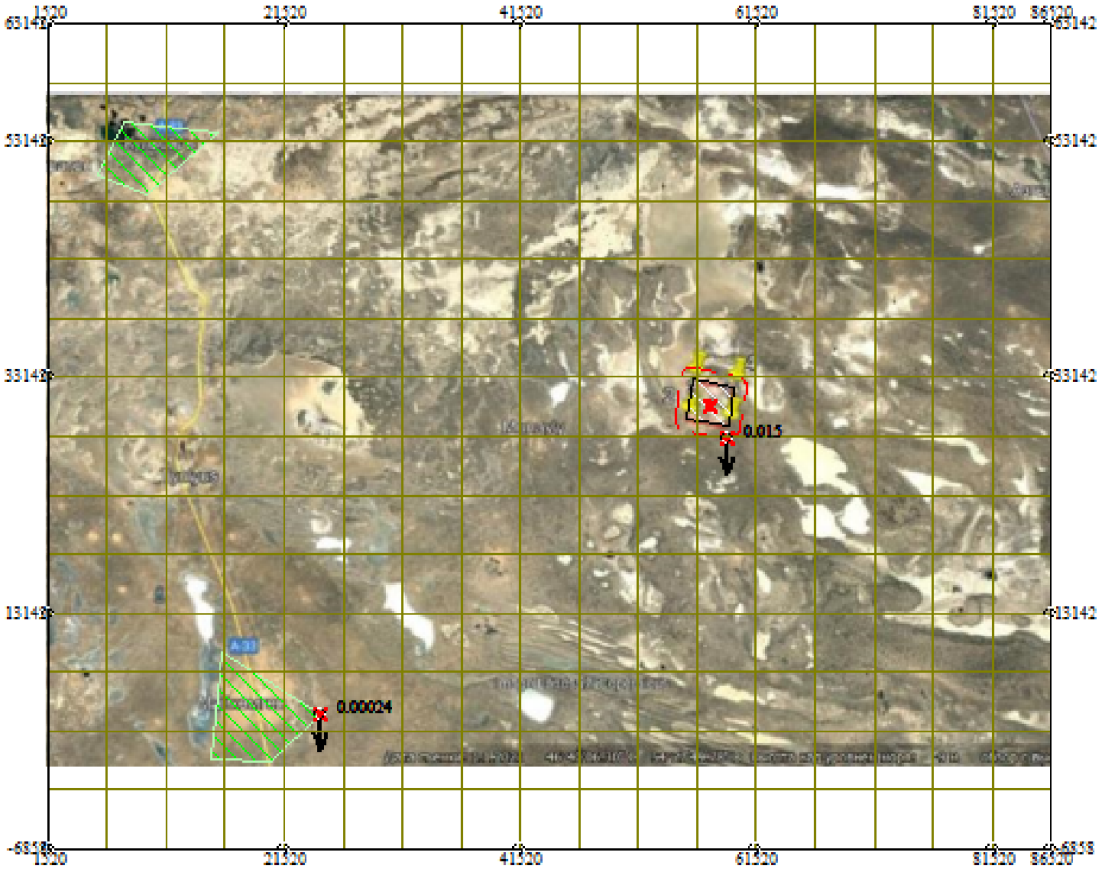
Условные обозначения:
Жилые зоны, группа N 01
Жилые зоны, группа N 02
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0736263 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.65 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)





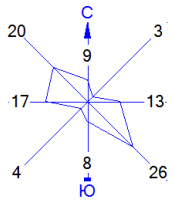
Изолинии в долях ПДК

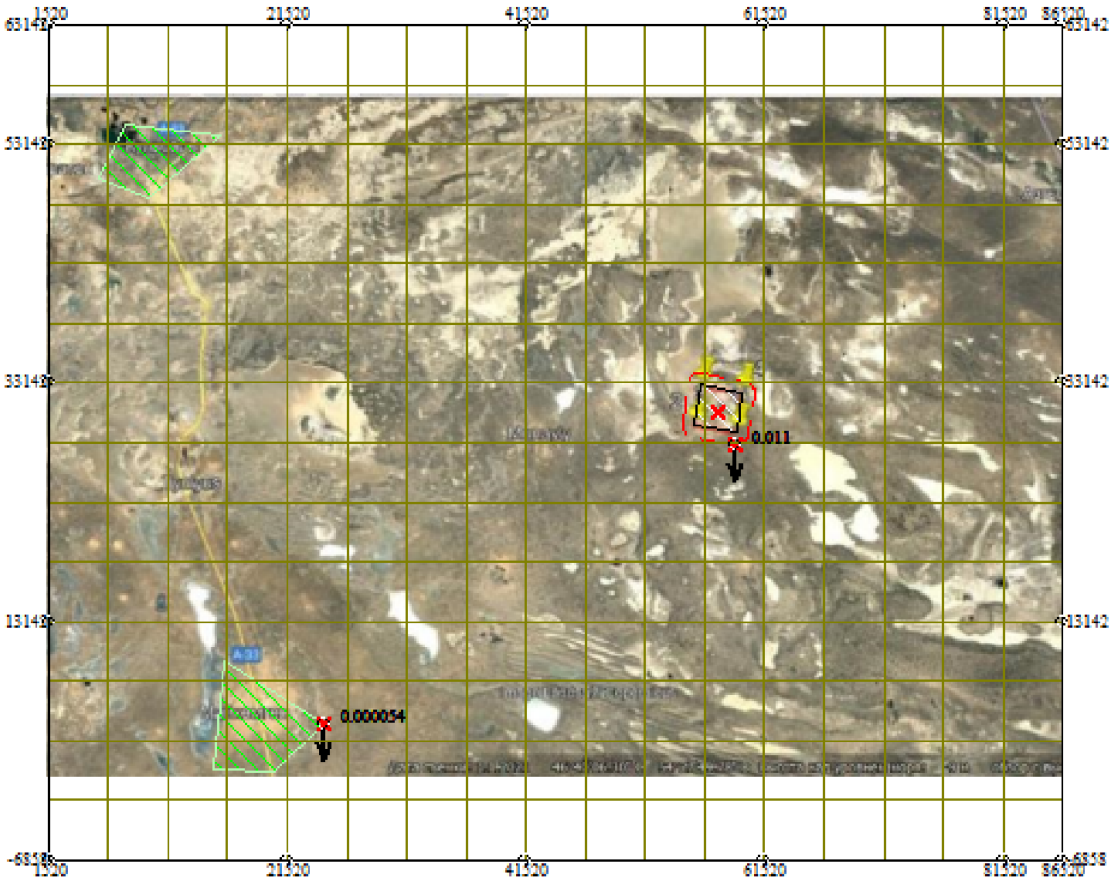
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0168858 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)





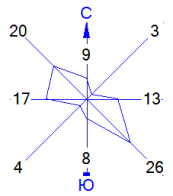
Изолинии в долях ПДК

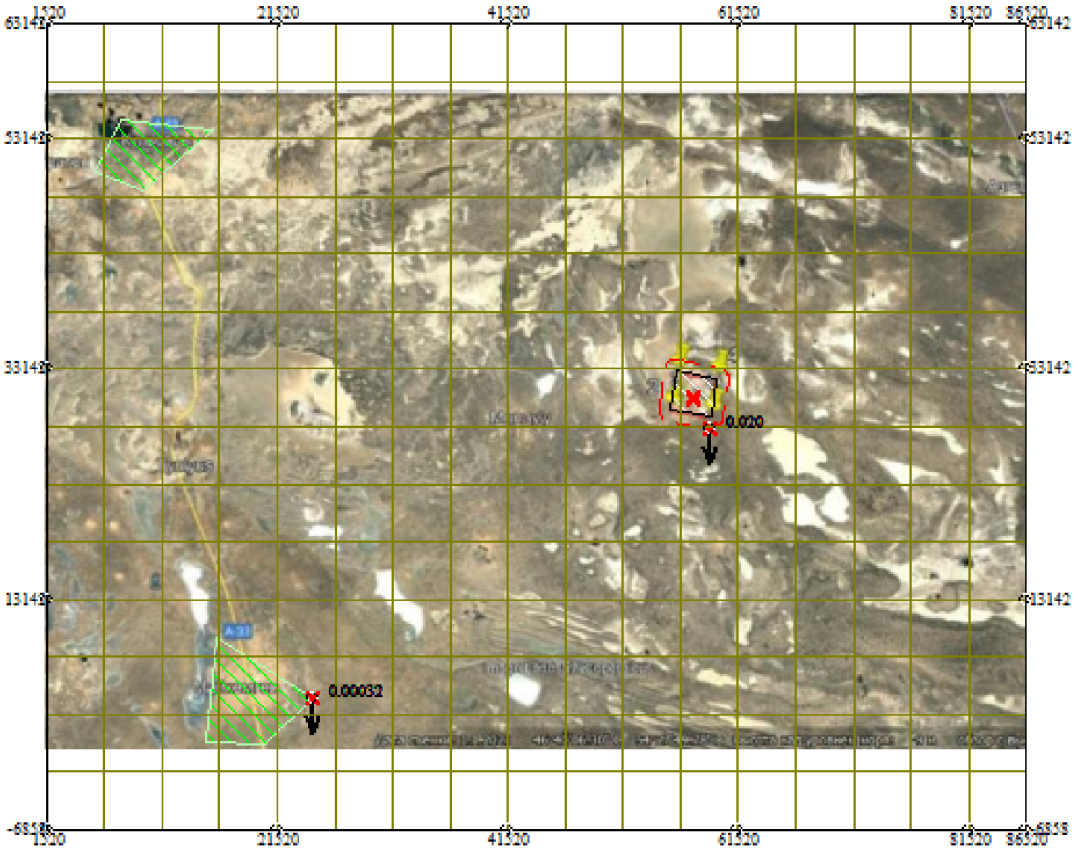
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.012783 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.74 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)





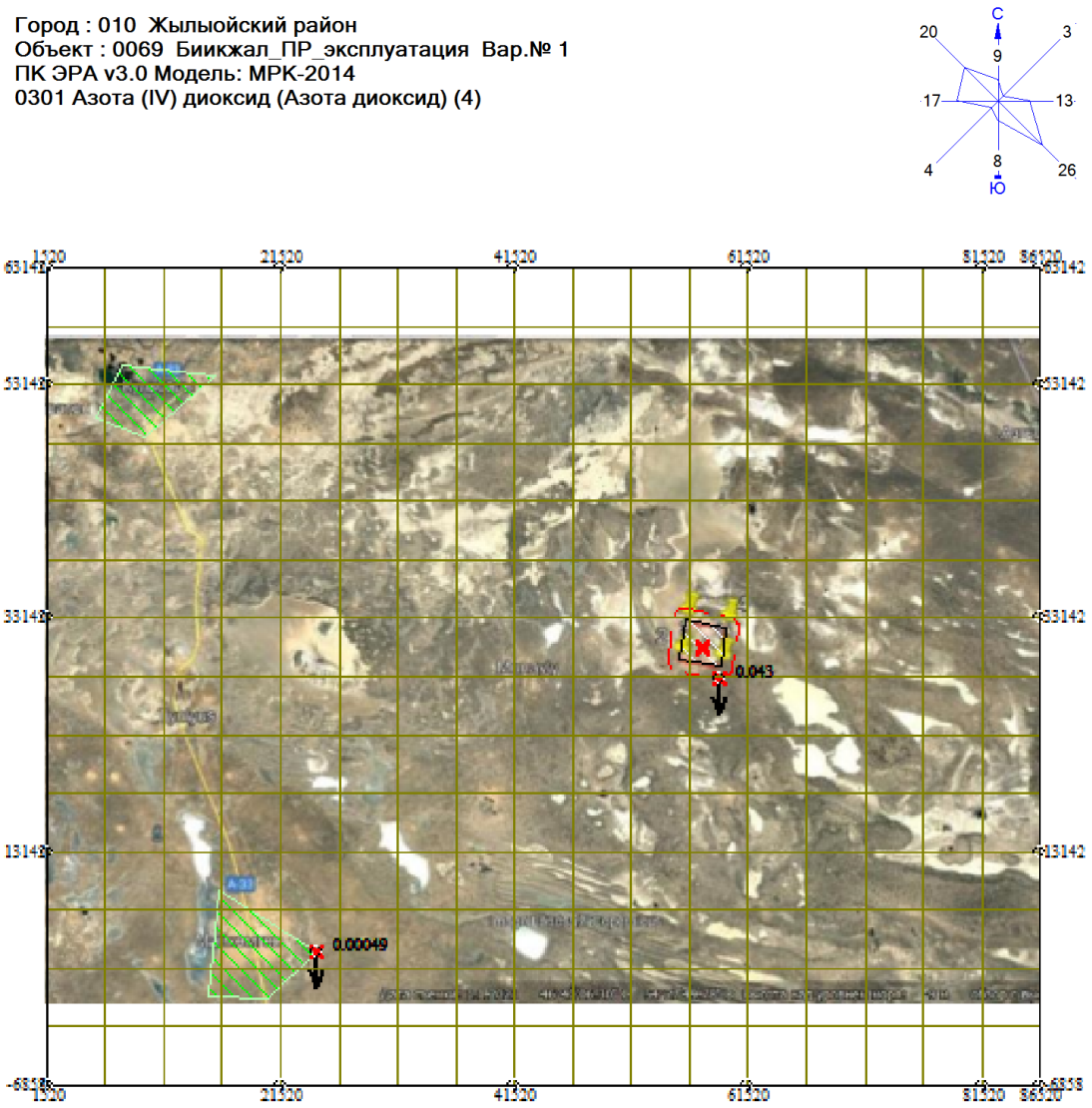
Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.023428 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0069 Биикжал_ПР_эксплуатация Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Изолинии в долях ПДК

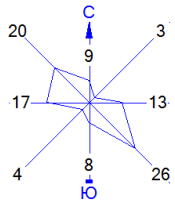
Условные обозначения:
Жилые зоны, группа N 01
Жилые зоны, группа N 02
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

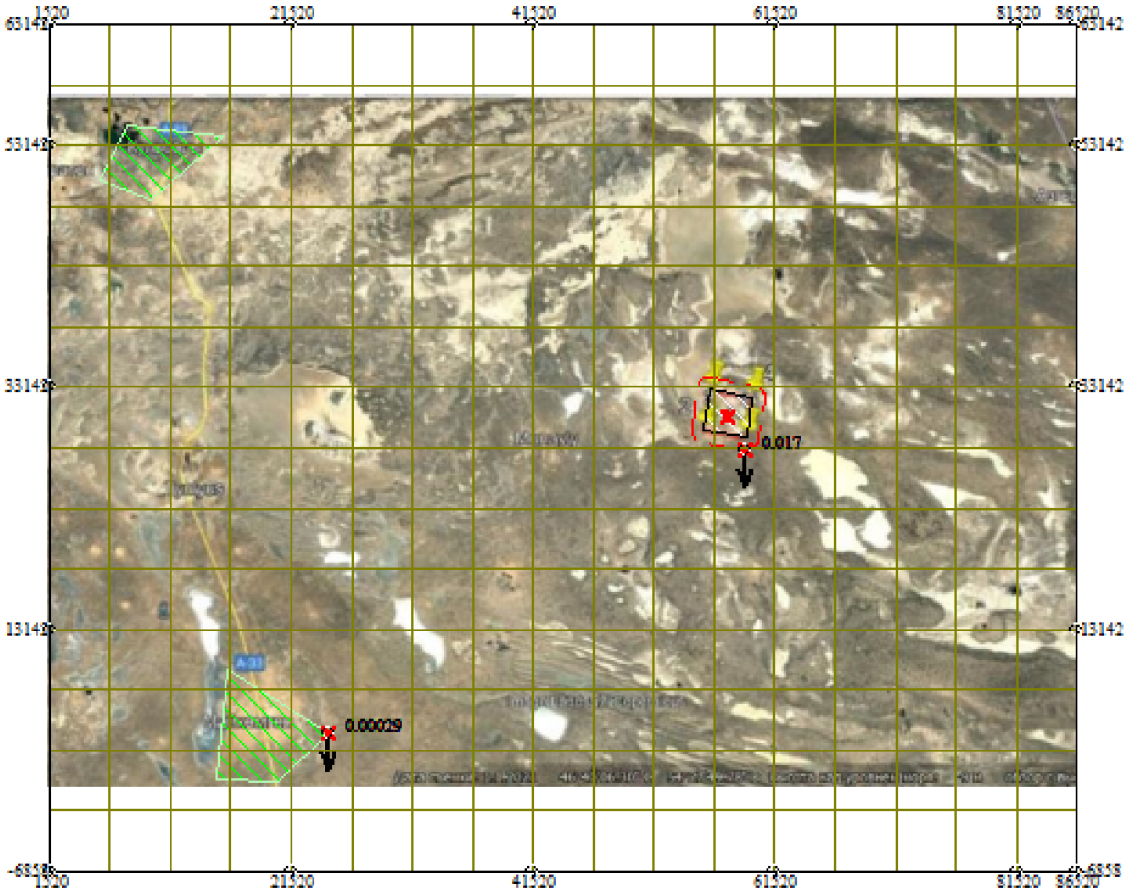
0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0487185 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.75 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)





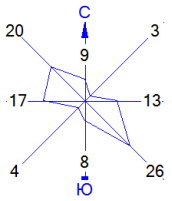
Изолинии в долях ПДК

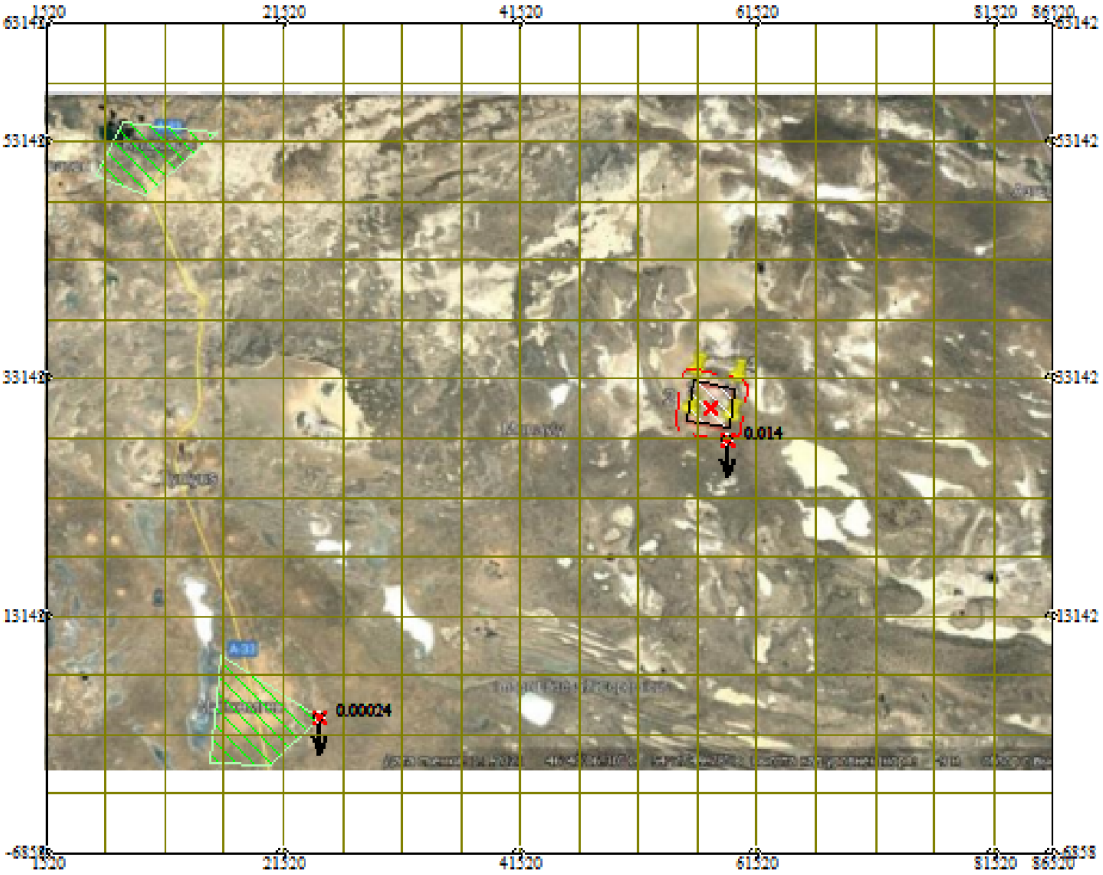
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0201141 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид (Метаналь) (609)





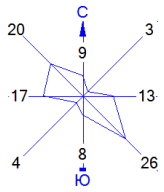
Изолинии в долях ПДК

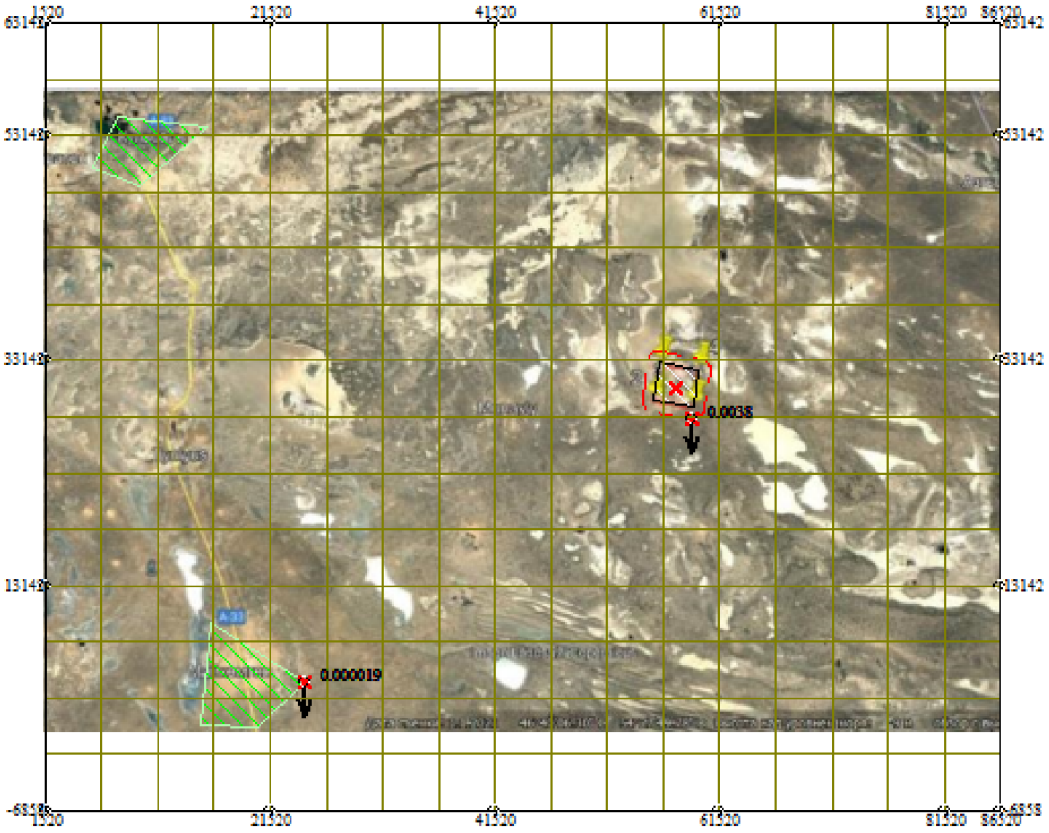
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.016642 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)





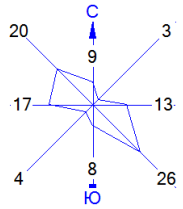
Изолинии в долях ПДК

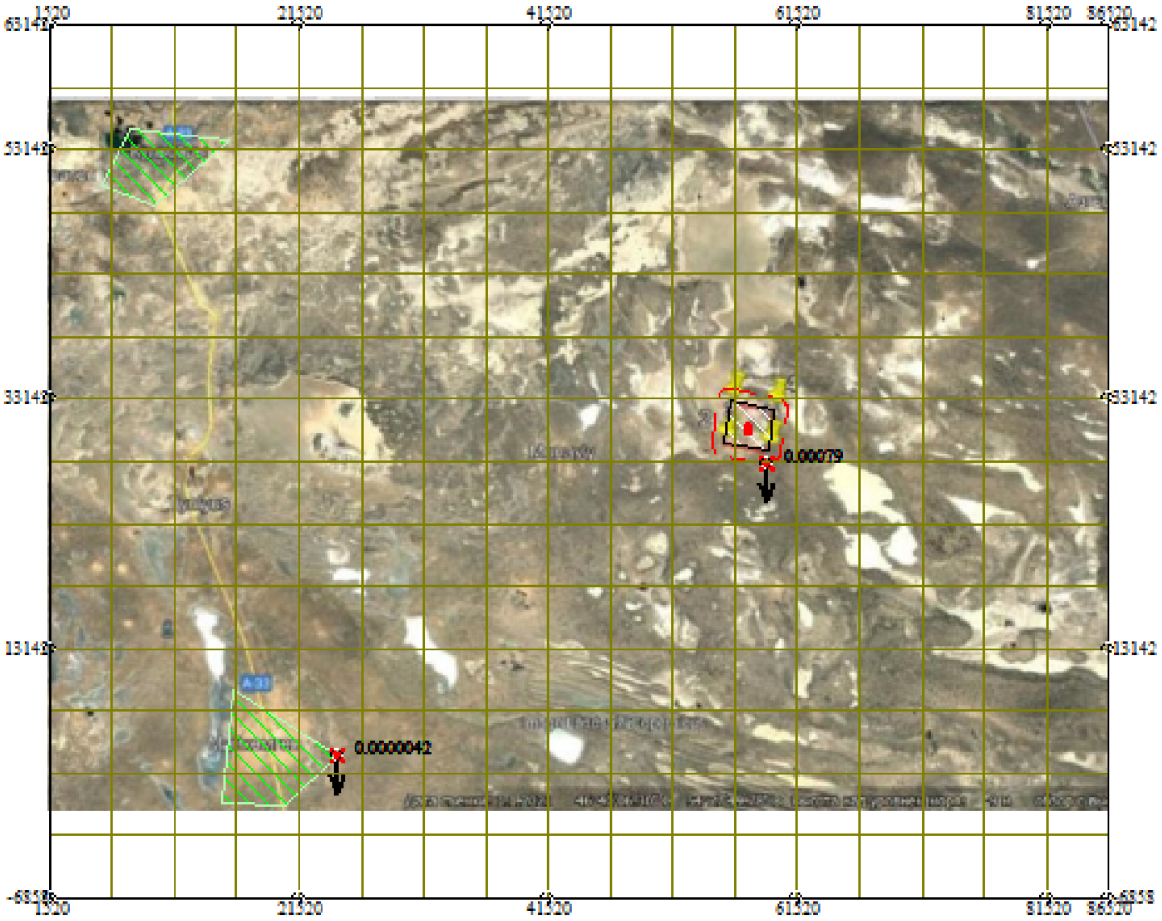
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0043898 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.75 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)





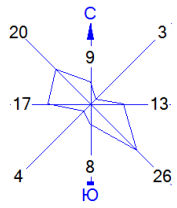
Изолинии в долях ПДК

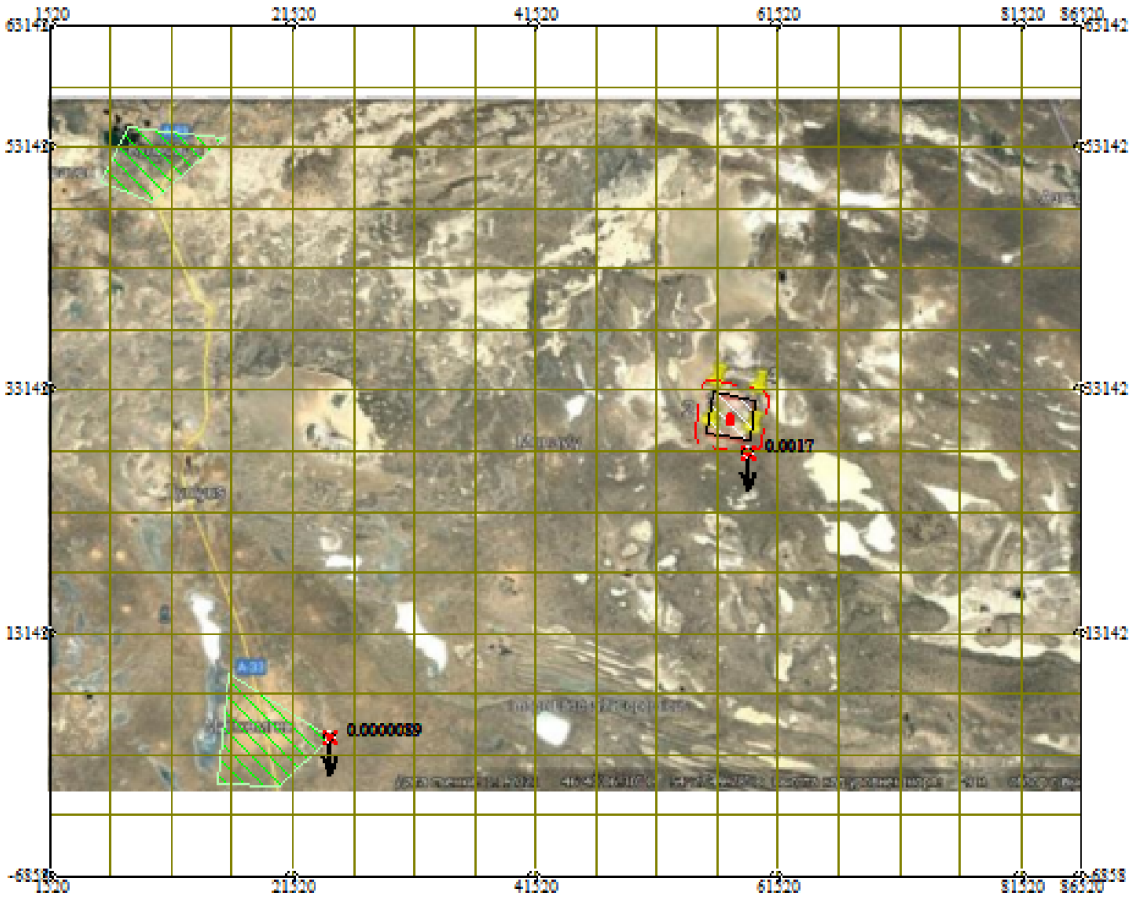
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0008791 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.64 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0602 Бензол (64)





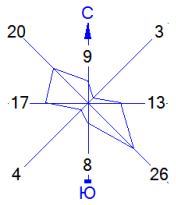
Изолинии в долях ПДК

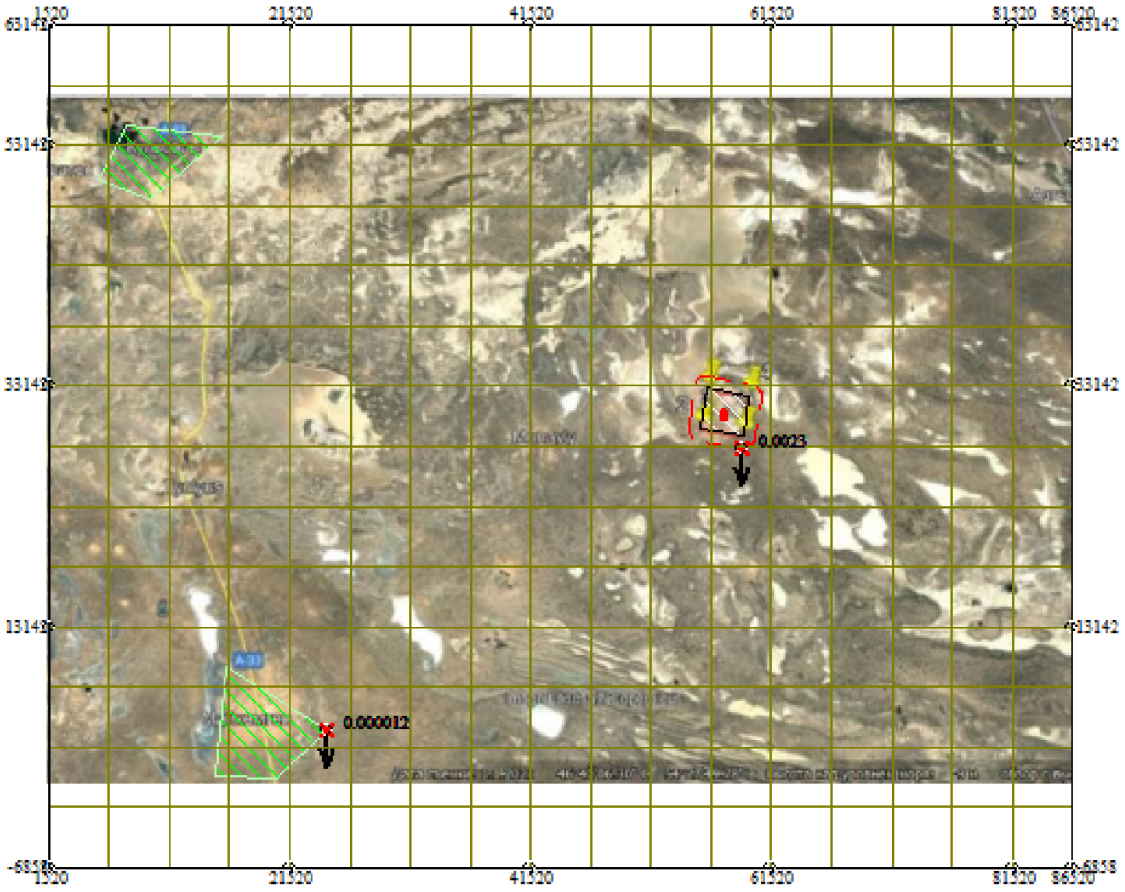
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0018641 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.64 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)





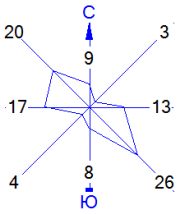
Изолинии в долях ПДК

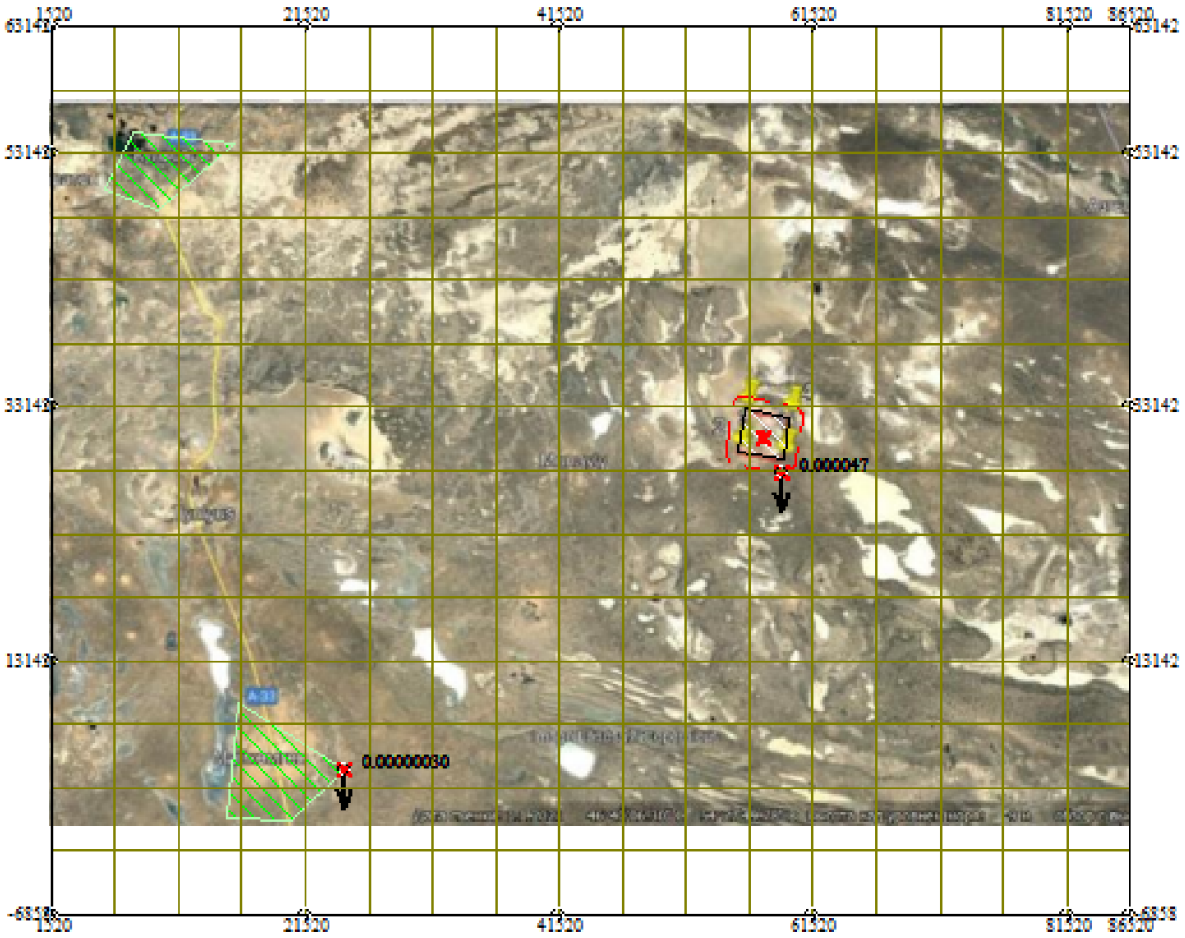
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0025473 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.64 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0410 Метан (727*)





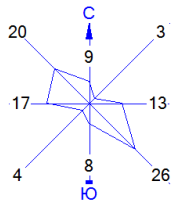
Изолинии в долях ПДК

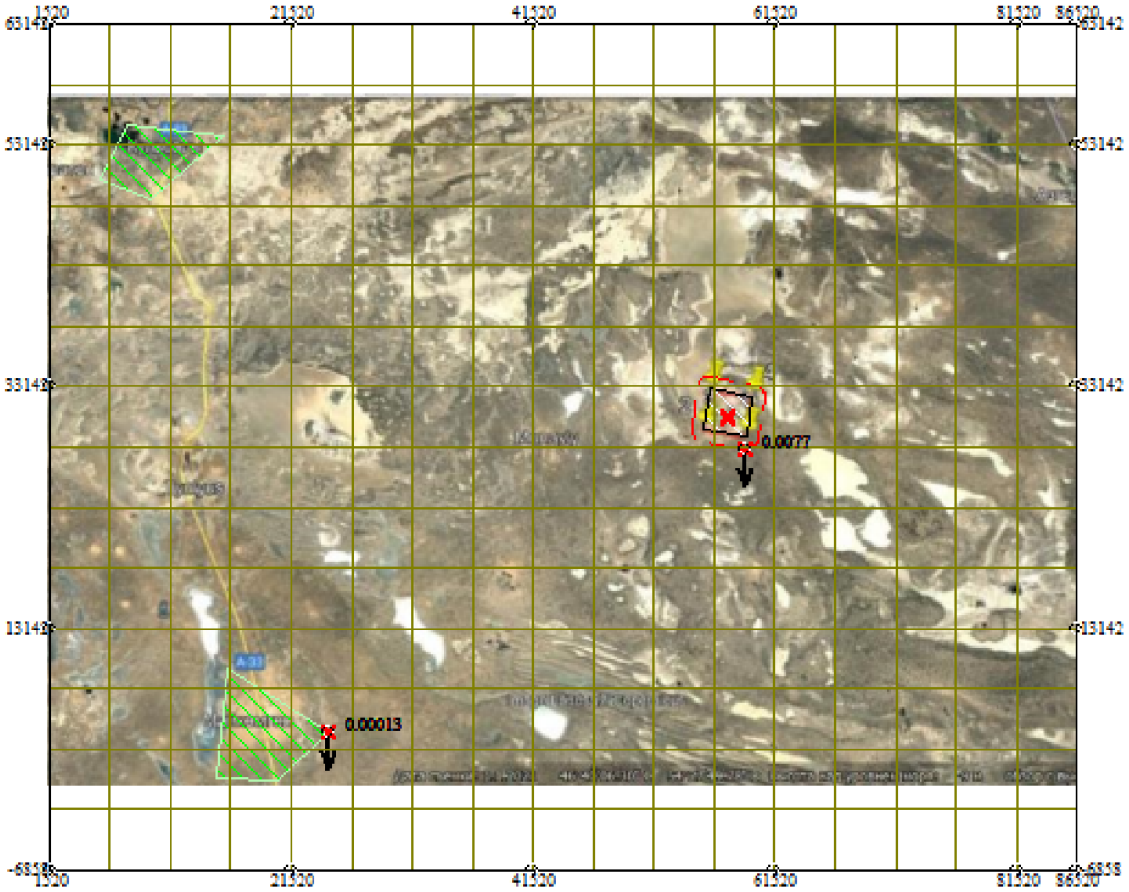
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 5.27E-5 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.65 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)





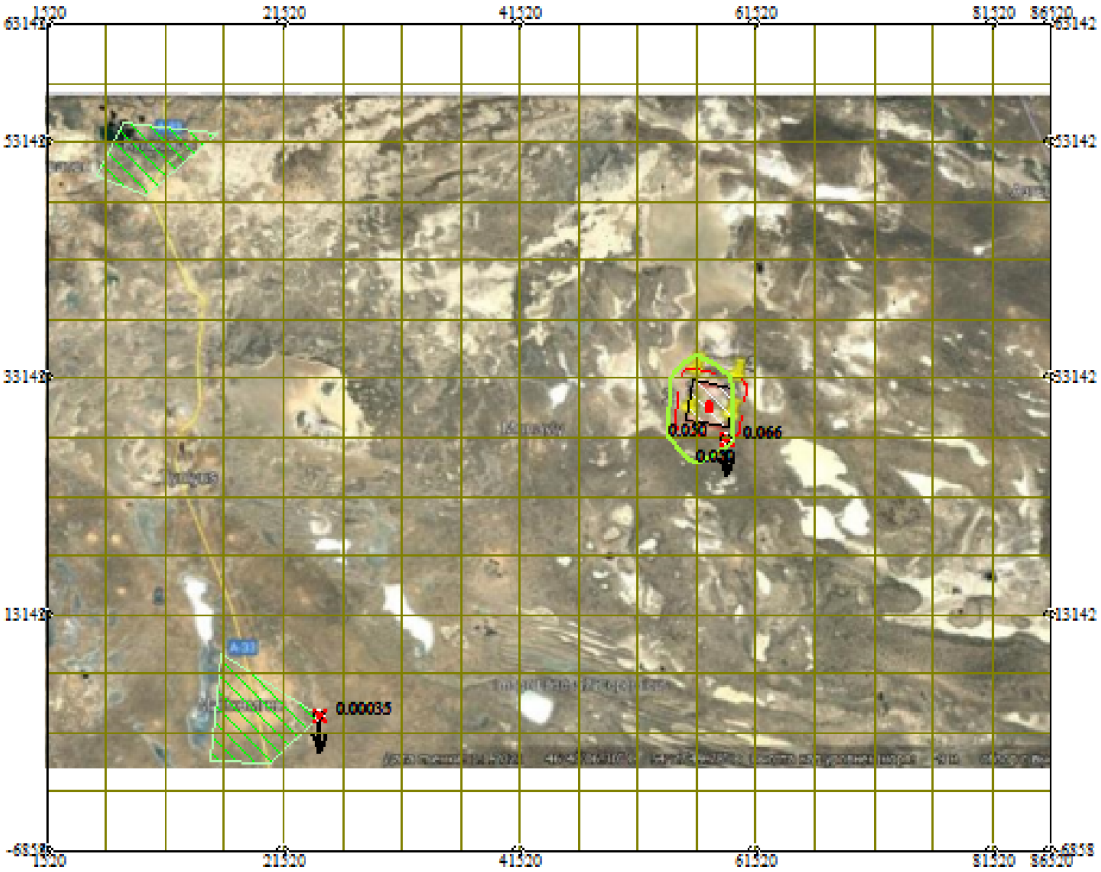
Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.008947 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



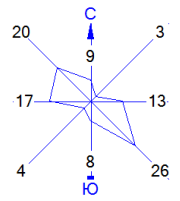
Изолинии в долях ПДК
0.050 ПДК

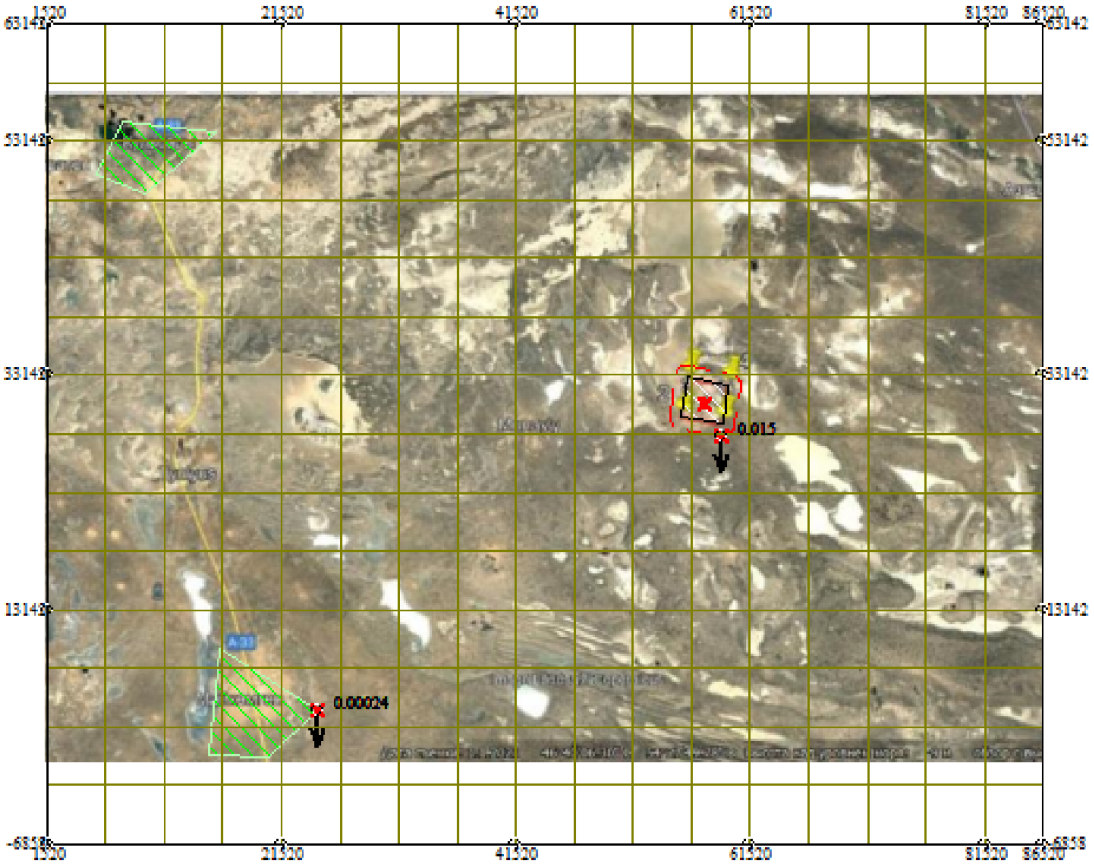
Условные обозначения:
Жилые зоны, группа N 01
Жилые зоны, группа N 02
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0736263 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 2.65 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)





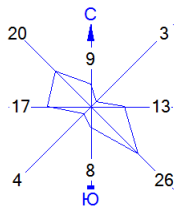
Изолинии в долях ПДК

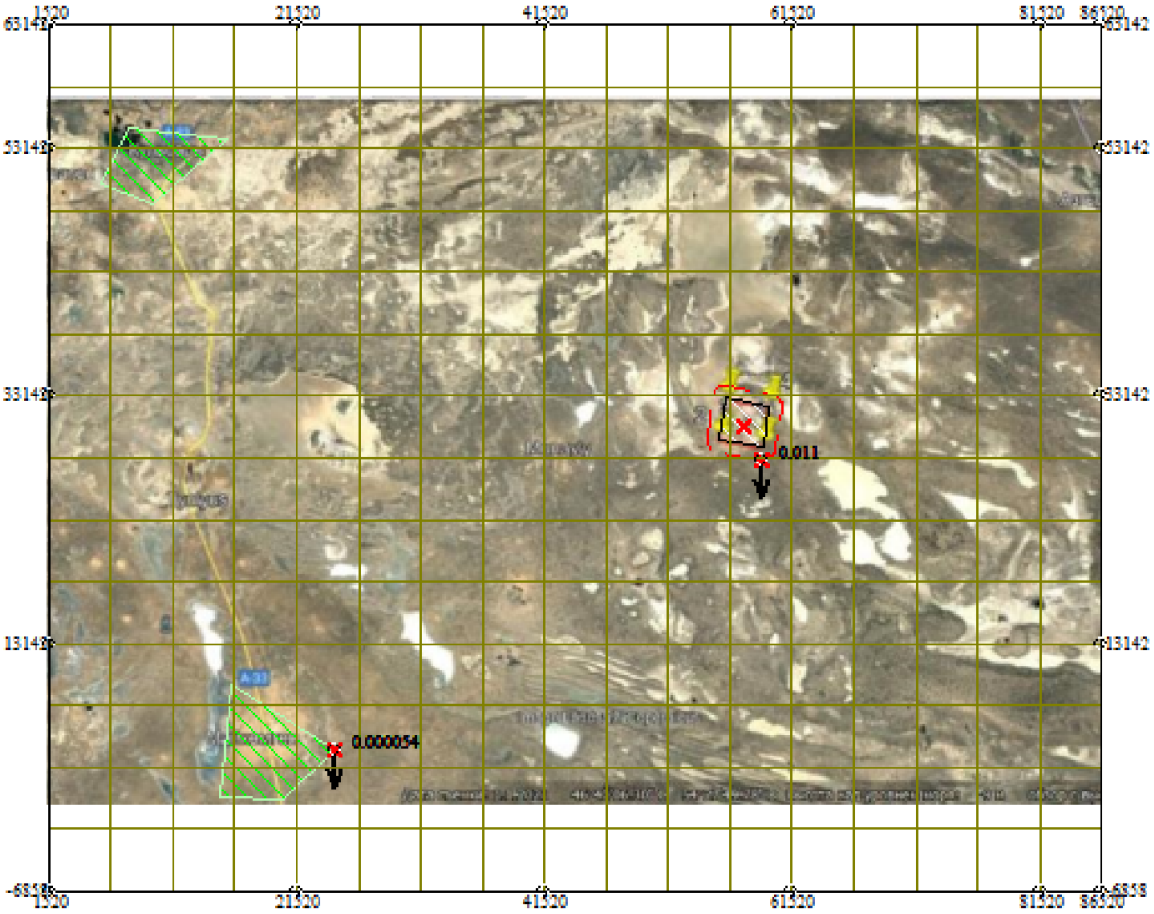
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0168858 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)





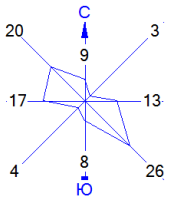
Изолинии в долях ПДК

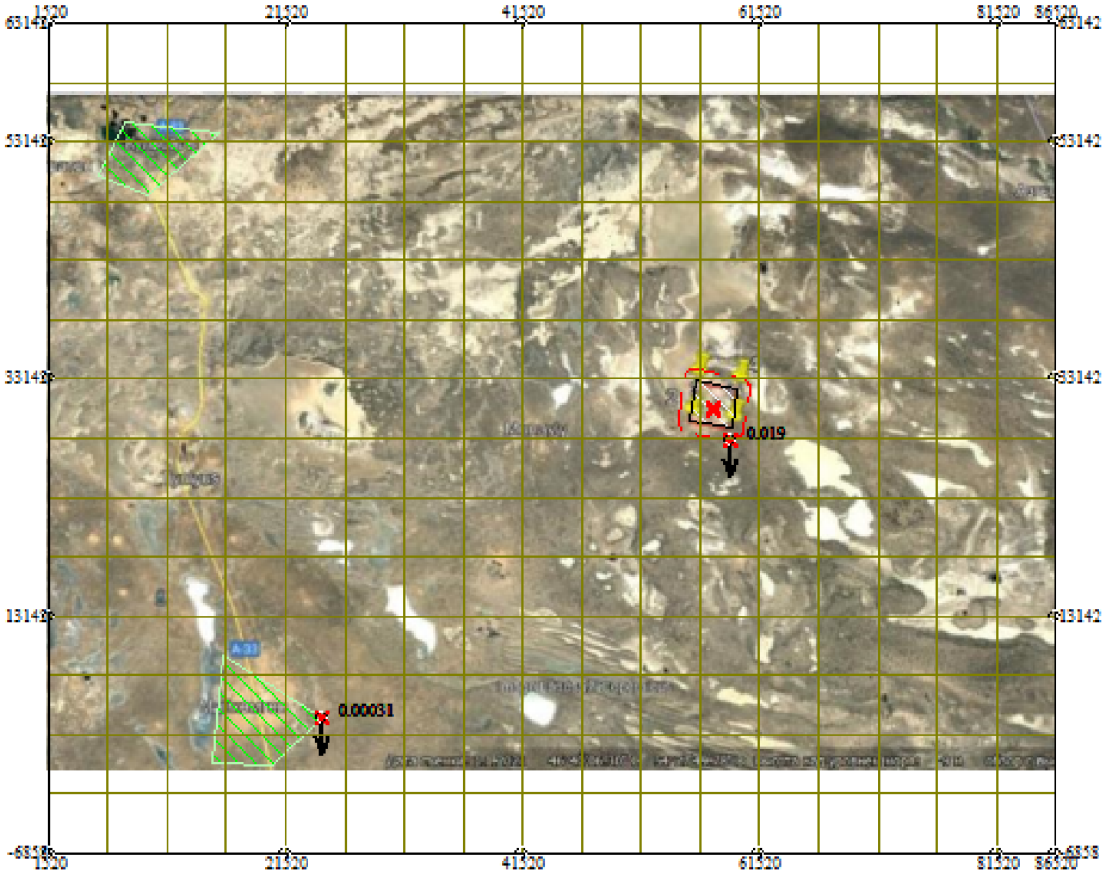
Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
- Жилые зоны, группа N 02
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.012783 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.74 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0070 Биикжал_ПР_бурение скважин Вар.№ 1
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)





Изолинии в долях ПДК

Условные обозначения:
Жилые зоны, группа N 01
Жилые зоны, группа N 02
Территория предприятия
Санитарно-защитные зоны, группа N 01
Максим. значение концентрации
Расч. прямоугольник N 01

0 5144 15432м.
Масштаб 1:514400

Макс концентрация 0.0217243 ПДК достигается в точке x= 56520 y= 28142
При опасном направлении 25° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 85000 м, высота 70000 м,
шаг расчетной сетки 5000 м, количество расчетных точек 18*15
Расчёт на существующее положение.

Ошибка! Ошибка внедренного объекта.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ,ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

06.03.2024
1. Город –Атырауская область
2. Адрес – **Казахстан, Атырауская область, в Жылыойском районе**
4. Организация, запрашивающая фон –
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Биикжал**
6. Разрабатываемый проект –ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БИИКЖАЛ
7.Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешанные частицы PM2.5,Взвешанные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Атырауская область, Жылыойский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

Приложение-3

Метеорологическая информация за 2023г. по данным МС Кульсары Жылойского района Атырауской области

1.Средняя температура воздуха °С.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,8	-5,3	8,0	15,9	22,3	26,4	29,0	27,5	18,7	10,7	6,1	-2,2	12,5

2. Влажность воздуха в %.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
65	80	58	41	35	28	36	30	49	67	75	74	53

3. Атмосферное давление в мм рт.ст.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
776	767	764	762	762	759	758	759	765	765	763	768	764

4. Количество осадков мм, по месяцам и за год.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
7,4	35,2	0,7	12,7	6,3	1,7	33,3	4,0	23,6	39,1	18,4	20,1	202,5

5. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.

I	II	III	IY	Y	YI	YII	YIII	IX	X	XI	XII	Год
4,6	3,6	3,4	4,6	4,6	3,1	3,0	2,2	1,1	2,5	4,9	5,5	3,6

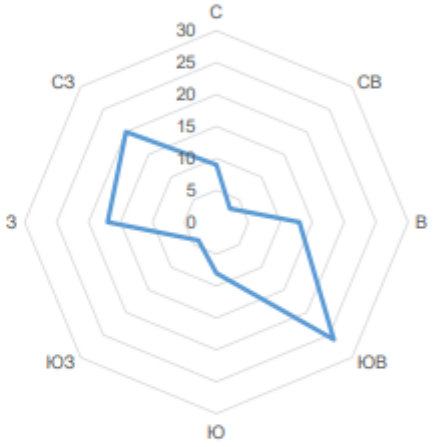
6. Облачность – среднее количество, в баллах и среднее число ясных и пасмурных дней.

Среднее количество в баллах		Среднее число дней			
		ясных		пасмурных	
Общая	Нижняя	Общая	Нижняя	Общая	Нижняя
4,4	2,7	6	13	5	3

7. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	3	13	26	8	4	17	20	28

8. Роза ветров.



ПРИЛОЖЕНИЕ 4.

18018253

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

14.07.2007 года **01042Р**

Выдана **Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспиан Энерджи Ресерч"**

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица ГАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, дом № 4,
БИН: 020840001081

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес -идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица)полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **14.07.2007**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Астана**

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01042Р

Дата выдачи лицензии 14.07.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспиан Энерджи Ресерч"**

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица ГАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, дом № 4., БИН: 020840001081

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.**

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)