

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»
Кафедра: Инженерная экология и безопасность труда

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»

К.т.н., доцент, зав.кафедрой БТИЭ
Абикенова А.А.
«__» _____ 2020 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Исследование воздействия нефтедобывающей отрасли на окружающую среду
Специальность: 5В073100 – «Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды»

Выполнила: Шаршанкулова Айжан Болаткызы (гр. БЖД-16-2)

Научный руководитель: Абикенова А. А. – к.т.н., доцент, зав.кафедрой ИЭБТ, Бекбасаров Ш. Ш. – д.т.н., старший преподаватель

Консультанты:

по экономической части:

Сагова Р.К. – профессор кафедры Менеджмента и предпринимательства
_____ «__» _____ 2020г.
(подпись)

Примечание [A1]: У кого-то она профессор может уточните

по безопасности жизнедеятельности:

Бекбасаров Ш. Ш. – д.т.н. ст. преподаватель кафедры БТИЭ
_____ «__» _____ 2020г.
(подпись)

Нормоконтролер:

Манабаева С.У. – доцент кафедры БТИЭ
_____ «__» _____ 2020г.
(подпись)

Примечание [A2]: Я обычный доцент

Рецензент:

Курманова Ш. К. – к.т.н., доцент КазАТК им. Тынышпаева
_____ «__» _____ 2020г.
(подпись)

Алматы, 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Институт: Теплоэнергетики и теплотехники

Кафедра: Инженерной экологии и безопасность труда

Специальность: 5В073100 – «Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды»

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студенту: Шаршанкулова Айжан Болаткызы

Тема проекта: Исследование воздействия нефтедобывающей отрасли на окружающую среду

Утверждена приказом по университету № _ от «_» _____ 2020 г.

Срок сдачи законченного проекта «___» _____ 2020г.

Исходные данные к проекту (требуемые параметры результатов исследования (проектирования) и исходные данные объекта):

1. Влияние нефтедобывающей отрасли на ОС;
2. Определение ключевых факторов загрязнения ;
3. Представление метода утилизации нефтяных отходов в грунтах на месторождении.

Перечень вопросов, подлежащих разработке в дипломном проекте, или краткое содержание дипломного проекта:

1. Современное состояние проблемы в нефтедобывающей отрасли.
2. Мировой опыт в разработках по рекультивационных работ нефтезагрязненных участков.
3. Расчет выбросов в атмосферу и загрязнение почвы.
4. Технологическая схема получения биокомпоста для рекультивации почв..
5. Расчета плат за выбросы.
6. Расчет экстренной эвакуации в случае ЧС.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Рисунки и схемы способов добычи нефти
2. Схема экстренной эвакуации
3. Рисунок способов утилизации

Основная рекомендуемая литература:

1. Разработка технологии рекультивации замасоченных земельных ресурсов
2. Экологический Кодекс РК
3. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин
4. Методика по расчету выбросов парниковых газов в атмосферу нефтедобывающей отрасли
5. Методические указания к расчётно-графической работе по дисциплине: экономика природопользования.
6. А.С. Новосёлов «Управление отходами: учебное пособие»
7. Леворсен А. «Геология нефти и газа»

Консультации по проекту с указанием относящихся к ним разделов проекта

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись

График
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1. Анализ мировой ситуации в нефтедобывающей отрасли	01.02.2020	
2. Классификация рисков и влияние на ОС	16.02.2020	
3. Анализ существующих мер по утилизации нефтяных отходов в почве. Аварийные разливы нефти.	25.02.2020	
4. Описание оборудования и технологии бурения	02.03.2020	
5. Расчет выбросов в атмосферу при процессе бурения и добычи. Технология рекультивации замасленных грунтов.	05.04.2020	
6. Безопасность жизнедеятельности	2.05.2020	
7. Экономическая часть	11.05.2020	

Дата выдачи задания «__» _____ 2020г.

Заведующий кафедрой _____ (_____)
(подпись) (Ф.И.О.)

Научный руководитель
проекта _____ (_____)
(подпись) (Ф.И.О.)

Задание принял к исполнению студент
_____ (_____) (Ф.И.О.)
(подпись)

Аңдатпа

Бұл тезистік жобада Атырау облысындағы Алаойл кен орнының мысалында мұнай саласының қоршаған ортаға әсерін зерттелді.

Сондай-ақ, бұл тезисте қауіпсіздік шаралары анықталып, ластанған топырақты биокөмірлер негізінде қалпына келтіру технологиясы ұсынылды.

Аннотация

В данном дипломном проекте было рассмотрено влияние нефтедобывающей отрасли на окружающую среду на примере месторождения Алаойл в Атырауской области.

Также в этой дипломной работе были определены меры безопасности жизнедеятельности и представлена технология рекультивации замаслированных грунтов на основе биокөмірлер.

Abstract

This diploma project examined the environmental impact of oil industry on the example of Alaoyl field in the Atyrau region.

Also this diploma work identifies life safety measures and the technology for restoration of contaminated soils based on biocomponents.

Содержание

Введение	7
1 Современное состояние проблемы в нефтедобывающей отрасли	7
1.1 Анализ современных проблем нефтяного загрязнения в мире	8
1.2 Мировой опыт в разработках по рекультивационных работ нефтезагрязненных участков	10
1.3 Классификация экологических и профессиональных рисков.	12
2. Характеристика изучаемого объекта.	14
2.1 Характеристика технологии бурения скважин.	15
2.2 Описание основных способов добычи нефти	18
2.3 Физико-химическая характеристика нефти месторождения	21
2.4 Описание используемого оборудования	22
3. Расчет выбросов в атмосферу и загрязнение почвы. Риски при процессе бурения и добычи нефти	28
3.1 Программа управления отходами. Источники образования и характеристика отходов	28
3.2 Расчет факела	33
3.3 Расчет газопоршневой установки	39
3.4 Определение техногенного воздействия месторождения Алаойл на почву. Технологическая схема получения биокомпоста.	44
4. Безопасность жизнедеятельности	53
4.1 Методика расчета времени эвакуации	54
4.3 Практический расчет	59
5 Исследование воздействия нефтедобывающей отрасли на окружающую среду	64
5.1 Расчёт экономической эффективности	64
5.2 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	70
5.3 Эколого-экономическая эффективность биорекультивации замасоченных земельных ресурсов.	71
Заключение	75
Список литературы	76
Приложение А	77
Приложение Б	78
Приложение В	79
Приложение Г	80
Приложение Д	81

Введение

Актуальность. Нефтедобывающая отрасль является одной из главных отраслей в экономике Казахстана. В Послании Президента РК «Казахстан – 2030» среди семи основных приоритетов развития нашей республики энергодобывающие ресурсы занимают одно из ведущих позиций. Как показывает статистика, наблюдается постоянный рост значения нефтегазовой отрасли для страны.

Серьезными проблемами охраны окружающей среды при освоении нефтяных месторождений являются загрязнение почвы нефтепродуктами и выбросы вредных веществ в атмосферу при процессе добычи нефти, что разрушают экологическое состояние местности. Площади загрязненных земель продолжают увеличиваться в результате аварийных разливов нефти. Это приводит к необратимым изменениям состава и свойств почвенного покрова. Технологии, которые используются для восстановления нефтезагрязненных территорий в наше время, не соответствуют требованиям эколого-экономической эффективности и есть риск нанести еще больший вред экосистеме.

Аварийные ситуации, сопровождающиеся травматизмом работников и тяжелые условия труда, ведущие к развитию профессиональной заболеваемости, так же являются одними из главных проблем современной нефтедобывающей отрасли. Такие позиции как бурильщик, помощник бурильщика, операторы ремонта скважин и машинисты больше всех подверженные профессиональному риску. В настоящее время нефтедобывающая промышленность мало исследована в вопросе оценки степеней профессионального риска. На мой взгляд, разработка соответствующих мероприятий и рекомендаций по первичной профилактике очень важна для развития социально-экономического положения данной отрасли в Казахстане.

Настоящий дипломный проект посвящен анализу и оценке экологических и профессиональных рисков, а так же предложения путей решения вышеописанных проблем нефтедобывающей отрасли на примере месторождения Алайол в Атырауской области. Предметами исследования послужили почва, атмосферный воздух и условия труда, в которых работают люди на месторождении.

1 Современное состояние проблемы в нефтедобывающей отрасли

Нефть является ценнейшим сырьевым материалом, в отсутствии которого невозможно представить нынешнюю культуру. Тем не менее, технологии добычи, транспортировки, сохранения и обработки нефти, а также нефтепродуктов весьма зачастую играют важнейшую роль в загрязнении экосистемы, что обретает мировые масштабы природоохранных аварий.

Нефтедобывающая отрасль является одной из основных сфер индустриального развития и считается базой формирования экономики. Эта промышленная отрасль также значительно устанавливает финансовую самостоятельность государства. Нефтегазовая промышленность с самого начала получения суверенности Республикой Казахстан стала ключевым звеном, что выполняла и не прекращает выполнять значительную функцию в становлении а также формировании экономики страны. Наша страна вступает в главную 10-ку всемирного ранга согласно резервам углеводородного материала, считается одним из крупнейших генпоставщиков сырой нефти среди других в Центрально-Азиатской местности. Согласно утвержденным резервам нефти страна владеет 3% всемирного резерва нефти. Регионы, богатые нефтегазовыми запасами захватывают 62% участка республики, также обладают 172 месторождениями, где наиболее 80 - на данном этапе находятся на исследовании. Согласно размеру добычи естественного газа страна стоит на третьем месте по всему СНГ, уступая Российской Федерации, а также Республике Туркменистан.

Нефтяное золото имеет достаточно непростой состав. Он содержит углеводороды, а также их производные. Любое вещество среди данных элементов возможно анализировать равно как независимый загрязняющий элемент. В структуре нефти находятся больше тысячи отдельных загрязняющих базисных элементов, включающих 83-87% углерода, 12-14% водорода, 0,5-6,0% серы, 0,02-1,7% азота, 0,005-3,6% воздуха также незначительная доля роттизитовых сочетаний. Нефть различных месторождений включает одинаковые химические элементы, однако они способны отличаться соответствием парафинов, циклопарафинов, ароматических также нафеноароматических углеводородов.

1.1 Анализ современных проблем нефтяного загрязнения в мире.

Средством оценки нефти, равно как загрязняющего элемента окружающей среды, как правило, применяют соответствующие свойства: сущность простых фракций (Т кипения меньше 2000С); наличие и объем парафинов; наличие серы. Простые фракции нефти владеют высокой токсичностью, однако их сильная испаряемость содействует стремительному самоочищению окружающей сферы. Наоборот, парафины никак не проявляют мощного токсического влияния по отношению к почвенному покрову или микропланктон морей, а также океанов. Однако вследствие значительной

температуры отвердевания это оказывает значительно большее влияние на физиологические качества грунта. Наличие серы говорит об уровне угрозы сероводородистого засорения почвенного покрова и неглубоких уровней вод.

В наши дни нефть является наиболее общераспространенным элементом, загрязняющее естественные воды. Только лишь в Мировой океан каждый год проникает 11-16 миллионов тонн нефти. Приблизительно 20% нефти пребывает в облике оболочки в плоскости, 40% в облике эмульсии также 40% садится на дно.

В процессе растекания оболочки нефти согласно плоскости воды она формирует мультимолекулярный пласт, что способен накрыть существенные участки плоскости. Таким образом, 15 т мазута на протяжении 6-7 дней растекается и накрывает плоскость размером 20 квадратных км. Нефтяная оболочка сокращает попадание света на поверхность воды, мешает протеканию хода фотосинтеза, происходит нарушение попадания воздуха на поверхность воды, и это все ведет к смерти активных организмов. В процессе дрейфа нефтяного пятна становятся непригодными все новейшие порции воды. Нефтяные засорения охватывают и сосредоточивают прочие засорения: нелегкие сплавы и пестициды. Концентрация металлов модифицирует их ядовитость. В случае если содержимое углеводородов в воде менее 7-10%, они имеют все шансы впитываться организмами, также скапливаться в материях. Угроза подобных скоплений не только в изменении морских и также речных организмов на вкус, а, что наиболее важно, в канцерогенных свойствах полиароматических сочетаний, имеющих в нефти.

Всеобщей природной угрозой нефтяных загрязнений является то, что они мешают контакту и взаимодействию концепции "Мировой океан – атмосфера", претупая этим физико-химические и биологические течения в гидрофитной сфере, течения термообмена океана с атмосферой, по причине того, что Мировой океан регулирует взаимообмен элементов и энергии на нашей земле. Такое положение дел может привести к переменам, которые нам не под силу контролировать, изменениям в климате планеты, нарушению равновесия кислорода в атмосфере. В особенности представляет опасность попадание крупных размеров нефти в воды высоких широт. В условиях невысоких температур распад нефти проходит медленным темпом и нефть, сваленная в приполярные моря-океаны, способна оставаться там вплоть до 50 лет, нарушая естественный жизненный процесс гидрофитных биоценозов. Оксидация нефти проходит с большой ролью воздуха в ней и, подобным способом, удаётся убрать ее из воды. Необходимость в кислороде к размеру нефти в морской воде можно приблизительно оценить как 400000 : 1. Данное значит, что с целью абсолютного окисления 1 л нефти необходим воздух, заключающийся в 400 тыс. л. морской воды, но вследствие фотохимических метаморфоз углеводородов в плоскости моря накапливаются элементы-канцерогены.

1.2 Мировой опыт в разработках по рекультивационных работ нефтезагрязненных участков

Среди главных вопросов нефтегазовой промышленности государства в этот период считается сжигание попутного нефтяного газа, который вырабатывается с процессом разработок нефтяных месторождений. Этот острый вопрос пересекается с глобальной направленностью сокращения сжигания попутного нефтяного газа. Данная проблема послужила образованию Глобального Партнерства по сокращению сжигания попутного газа (GGFR) в 2002 году. Члены этого сообщества определяют своей целью предотвращение факторов, мешающих сокращению сжигания газа посредством использования наилучших показателей международного опыта, а также осуществления специализированных программ индивидуально для каждого государства. Для нашей страны данная проблема обладает более крупномасштабной направленностью в силу достаточно большого содержания газового фактора в казахстанских нефтяных также нефтегазоконденсатных месторождениях.

Разглядывая эту проблему, нужно отметить, что вопрос утилизации попутного газа сопряжен с исчерпывающим характером в отношении невозобновляемых источников энергии, не учитывая как негативно влияет на окружающую среду сжигание попутного нефтяного газа. Однако попутный нефтяной газ, выступающий как состав газов и парообразных углеводородов, считается ценным сырьем в нефтехимической сфере. Стоит отметить, что своевременное разрешение данной проблемы станет существенным вкладом в становлении энергетической безопасности страны.

Споры о том, что препятствует найти решение данного вопроса по утилизации попутного нефтяного газа минуя губительные последствия для экосистемы, еще не решен и остается открытым. Стоит заметить, что решению этой проблемы в большей степени препятствует несколько экономических факторов.

Так же одной из серьезных проблем охраны окружающей среды при разработке нефтяных месторождений является ликвидация последствий нефтяного загрязнения почвы.

Известно множество способов снижения и ликвидации загрязнения почв и техногенных грунтов нефтью и нефтепродуктами, которые можно классифицировать на:

- 1) Механические: засыпка не загрязненным грунтом, вывоз в отвалы;
- 2) Физико-химические: использование в качестве добавок при производстве стройматериалов, обезжиривание;
- 3) Агротехнические: вспашка, рыхление, внесение минеральных удобрений, поддержание оптимальных условий биоразложения, посев многолетних трав;
- 4) Микробиологические: обработка препаратами нефтеокисляющих бактерий;

Как показал опыт, засыпку нефтегазовых участков грунтом или вывоз загрязненных грунтов в отвалы применяют в тех случаях, когда нет возможности использовать другие методы.

Чаще всего на промыслах применяют механический способ очистки нефтезагрязненной поверхности путем стрегания бульдозером замазученной массы и вывоза на полигон. Это мероприятие малоэффективно, т.к. ведет к полному уничтожению почвенного покрова.

Как показал мировой опыт, наиболее эффективны микробные способы очистки нефтезагрязненных почв, которые используют известные фирмы «Оксидентал кемикл» (США), «Бейстритент» (Англия), «Биодетокс» (Германия) и др. Созданы биопрепараты нового поколения «Путидойл», «Биоструктор», «Гибдробак» и др., предназначенные для очистки нефти. По данным, обработка 1 т таких отходов обходится в 10,6 долларов или в расчете на 1 га – 375-590 долларов. Однако при интродукции новых видов микроорганизмов необходимо учитывать природные условия почвообразования и типа почвы, оказывающие определяющее влияние на жизнедеятельность микробной флоры. Эти условия должны быть учтены при создании новых штаммов бактерий микробиологами Казахстана. Например, создан микробиологический препарат «Мунайбак», который утилизирует нефтепродукты почвы и воды на 31-26%. Эффект очистки исследователи усилили путем биомелиорации, использования нефтекоагулянтов, а также фитомелиорации адаптированным к местным условиям видами растений (полынь, изень, камфоросма и др.) на фоне удобрения и полива, что позволило эффективно осуществить трансформацию углеводов в почве, очищение и восстановление продуктивности почвенного покрова нефтепромыслов.

Заслуживает внимания опыт ликвидации шламовых амбаров путем их закрытия синтетическими неткаными материалами типа «Дарнит» с последующим нанесением слоя минерального грунта или торфяника (опыт ПО «Юганскнефтегаз»).

Вместе с тем это уменьшает степени риска загрязнения объектов гидросферы и литосферы. К тому же гидроизоляционная способность рекомендуемого материала и данного способа в целом исследована достаточно хорошо.

Фирмой «Лео Консульт» (ФРГ) разработан метод интенсивной биологической очистки загрязненной нефтепродуктами почвы, песка, глины и тому подобное. По этому методу условия для жизни адаптированных микроорганизмов оптимизируют таким образом, что удаление углеводов из почвы осуществляется за 12-24 месяцев. Особое внимание при этом уделяется виду, влагосодержанию и гидрологии почвы, содержанию в ней питательных веществ и микроэлементов, определению видов вредных веществ и их количества, а также определению величины рН и наличия бактериологических ядов и веществ, которые замедляют, блокируют деятельность микроорганизмов и препятствуют ей.

Киевские ученые разработали биоактивный порошкообразный сорбент природного происхождения на основе карбонизата местного (древесных опилок, растительных остатков и др.). Сорбент получают путем специальной обработки сырья в малогабаритных модульных установках, что делает возможным получение его непосредственно и в западных регионах Казахстана. Биологическая активность сорбента обеспечивается иммобилизацией поверхности сорбента адаптированными культурами бактерий-деструкторов. Вследствие этого почвенные бактерии моментально реагируют на нефтяное загрязнение почвы и отвечают повышением валовой численности и усилением активности. Численность этих микроорганизмов в загрязненной почве достигает порядка 10-15 кг/г почвы. Для каждого региона видовой состав микрофлоры специфичен.

Как известно, в природных условиях микроорганизмы обычно ведут прикрепленный образ жизни на поверхности твердых тел. Адсорбция бактерий почвенными частицами была установлена давно. Замечено необычайно быстрое размножение микробных клеток и образование колоний там, где они прикрепляются. Этот опыт использован при разработке биосорбентов.

При поглощении нефти биосорбентом нарушается исходное состояние системы «биомасса-нефть на сорбенте – нефть в воде» в сторону увеличения концентрации биомассы и снижения концентрации сорбированной нефти сопряжено с возрастанием концентрации биомассы.

1.3 Классификация экологических и профессиональных рисков.

В наше время становится важным развитие эффективной концепции оценки рисков в нефтегазодобывающей отрасли, что базируется в наилучшей комбинации инструментов риск менеджмента и характеристик производительности работы, какие бы имели возможность предоставлять объективную оценку риску деятельности. В нефтегазовой области вплоть до данного периода проведенных исследований рисков велись только лишь в сфере технико-экономической сфере деятельности. Во взаимосвязи с данным наблюдением, немалую важность обретают исследования, нацеленные на обнаружение основных рисков, учет которых в концепции планирования даст возможность гарантировать наибольшую эффективность планирования безопасной деятельности в интересах нефтегазодобывающих компаний.

Риски нефтегазодобывающей отрасли в основном объединены в группы согласно отрасли происхождения. Во внешней среде нефтегазодобывающих отрасли регулярно появляются риски в экономической сфере, которые на данном этапе нет необходимости рассматривать. Однако выделим риски, возникающие во внутренней среде предприятия. Непосредственно они устанавливаются отличительные черты функционирования предприятий нефтегазовой области с различных иных хозяйствующих субъектов:

- производственно-технический риск - возможность появления промышленных аварий и сбоев в работе оборудования из-за материального

износа, непрочной деятельности технических установок и других главных применяемых инструментов и объектов работы, минусов технологических процессов, а также неверного подбора параметрических данных используемого оборудования;

- экологический риск - способен появиться как результат техногенного влияния в окружающую среду, в особенности выбросы вредных веществ в атмосферу и в водные ресурсы.

- геологический риск определяет неудовлетворительный уровень изученности находящихся в запасе и используемых резервов нефтегазовых месторождений, недостаток разведочной также геофизических экспериментальных данных о коллекторных свойствах слоя почвы и пласта и т.д., по причине чего есть риски неразумного и финансово затратного исследования месторождения и его наиболее преждевременного формирования.

- природный риск предполагает воздействие атмосферного климата и положения в местности на то, как быстро и в каких условиях будут добываться нефть и газ.

Согласно степени повторяемости риска нефтегазодобывающей отрасли, возможно, классифицировать последующим способом:

- 1) регулярные непрерывно повторяющиеся, предопределенные воздействием разнообразных, с одной общей целью абсолютно всех производственных и непроизводственных отраслей, условий;

- 2) несистематические риски, предопределенные воздействием определенных своеобразных условий, целиком находящихся в зависимости со сферой работы предприятия и его ответвлений. Из числа несистематических рисков внутренней среды нефтегазового предприятия акцентируют вытекающие 4 типа.

Технический риск определяет погрешность либо неполноту начальных технико-экономических характеристик в процессе планирования по причине:

- неверного установления производственной мощности, стоимости сырьевых материалов, энергии и комплектующие, цены используемого оборудования;

- недочетов в управлении;

- недостатка грамотных кадров, недоступность проводить обучение для повышения навыков работы с импортным оборудованием у персонала;

- отсутствия культуры, а также подходящей психологической атмосферы на рабочем месте среди коллектива.

Проанализировав имеющиеся разновидности рисков, отделим укрупненные главные группы, какие, согласно нашему суждению, более присущи нефтегазодобывающим компаниям при других одинаковых обстоятельствах:

- экологический риск, который очень сильно взаимосвязан с техногенным риском;

- производственно-технологический;

- экономический (либо инвестиционный) риск возвратности валютных денег, а также окупаемости инвестиций.

Впоследствии систематизации рисков в 2-ой стадии рискпланирования в нефтегазодобывающем предприятии либо в фирме необходимо их изучить и численно дать оценку.

2. Характеристика изучаемого объекта.

Разработка мероприятий по предотвращению профессиональных рисков, разработка технологии для утилизации аварийных разливов нефти, обеспечение нормального функционирования экосистемы были сделаны на примере проектируемой работы предприятия ТОО "MADOT OIL" (МАДОТ ОЙЛ) на месторождении Алаойл в Атырауской области Республики Казахстан. Данное предприятие базируется на добыче сырой нефти и попутного газа.

Регион, где проводятся все работы находится на границах юго-восточной области Прикаспийской низменности, что предполагает из себя равнину с наименьшим перепадом возвышенностей с -15 м до +5 м. Плоскость усложнена сетью обводненных соров, зонами бугорчатых, недостаточно прикрепленных песков также такыровых впадин.

Гидрографическая линия в осматриваемой местности сформирована недостаточно. Непрерывный естественный поток воды в водоемах в местности изучений отсутствует. В целях бурения применяются альбсеноманские воды. В управленческом взаимоотношении регион производства находится в местности Жылыойского региона Атырауской области Казахстана.

Наиболее близ лежащим населенным пунктом считается региональный центр г. Кулсары. Фоновый климат региона резко континентальный, с морозной погодой в зимнюю пору (вплоть до -350С) и достаточно высокими температурами в летний сезон.

Цели и задачи проектируемых оценочных работ

В рамках реализации работы в настоящее время (по состоянию на 01.01.2018г.) было пробурено 3 оценочных скважины. Скважины закладывались по проекту глубиной 1100 м (± 250 м) и забоем в нижнем меле. По фактическим данным, данные скважины пробурены на глубину 1350 м и забоем в средней юре. В связи с чем по результатам интерпретации материалов ГИС в юре были выделены перспективные на нефть и газ коллектора.

Целью работы на месторождении Алаойл являются:

- проведение оценочных работ на месторождении Алаойл;
- бурение оценочных скважин с глубинами 1150 м.

Задачами настоящей работы являются:

- уточнение геологических моделей (геометризация) ранее установленных природных нефтенасыщенных резервуаров в нижнемеловых отложениях аптского яруса и неокомского надъяруса;

- отбор керна и лабораторное изучение литолого-фациальных особенностей продуктивных горизонтов и покрышек, емкостно-фильтрационных свойств коллекторов и физико-механических свойств горных пород;
- отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб флюидов;
- проведение гидродинамических и геофизических исследований скважин;
- прирост запасов нефти и газа;
- перевод запасов нефти из категории С2 в более высокую – С1.

2.1 Характеристика технологии бурения скважин.

Добываемая нефть представляет собой воспламеняющуюся густую массу составляющими которой являются разнообразные составы углеводорода. Их молекулы представляют собой и короткие атомарные связи углеводорода и длинные и нормальные и щамкнутые круги и несколько кругов. Кроме углеводородов нефть содержит состоит из небольших количеств кислородных и сернистых соединений инаименее азотосодержащих. Сырье и воспламеняющийся газ встречаются в в глубине земли в основном в соединенном состоянии.

В случаях, когда речь идет о бассейнах с еще неопределенной нефтегазоносностью или же о неполно исследованной тектонической зоне то первым делом осуществляется подготовка к региональным работам. Изначально выполняются аэромагнитные, геологические и гравиметрические виды съемок, после геохимическое исследование водных и земляных пород, вносятся профильные пересечения местности сейсморазведкой, следом бурение опорных и параметрических скважин. К концу получают подробные данные. После проведения вышеперечисленных работ, устанавливается территория для последующих поисковых целей[2].

После, на следующей ступени выполняется доскональное изучение нефтегазовых пластовых областей благодаря комплексу мероприятий с детальными гравиразведками, структурно-геологическими съемками, электро- и сейсморазведками. На третьей ступени осуществляется бурение ряда поисковых скважин с целью найти богатое сырьем месторождение. Можно подчеркнуть, что главная поисковая скважина бурится на максимальную глубину. Следом за бурением месторождение разделяют на несколько условных «этажей» прежде всего исследуют верхний, а следом нижние «этажи» [2].

Следующий этап - разведка, она носит определенный характер и считается заключающим. Главной целью данного этапа является подготовка к разработке месторождения. За малое количество времени обрабатывают информацию о количестве нефти, определяют литологический состав, нефтегазонасыщенность. В заключение проведенных мероприятий выполняется расчет

запасов, приводят рекомендации по вводу месторождения в эксплуатацию. Есть зависимость эффективности поиска от коэффициента изученности новых залежей, иными словами - это отношение количества самых насыщенных сырьем площадей к общему количеству поисково-пробуренных скважин.

Главенствующими задачи данного этапа:

- Уточнение физико-химических свойств углеводородного сырья по данным дифференциального и контактного разгазирования, путем отбора и исследования глубинных проб нефти по скважинам, расположенным в нефтяной и водяной зонах месторождения;

- Уточнение физико-химических свойств пластовой нефти, разгазированной до стандартных условий;

- Уточнение коллекторных свойств пластов путем отбора и исследования керн в бурящихся скважинах, проведение ситового анализа для определения рекомендуемых размеров зерен для гравийных фильтров;

- Уточнение фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, их изменчивости в объеме залежей[2];

- Уточнение величин начальных пластовых давлений и температуры;

- Определение характера изменчивости пластового давления в процессе эксплуатации залежи на естественном режиме;

- Определение движения внешней водоносной области;

- Для того что бы выявить пути поступления закачиваемой в пласт воды через перфорированный интервал в нагнетательную скважину проводится в среднем раз в полгода (количество может меняться от одного раза до двух раз в год) глубинная дебитометрия.

Проницаемость – это умение горных и других пород пропускать жидкость. Разные породы имеют наивысшее количество пор, как и песчаниковые так как объем пористости низок. Проницаемость зависит от пористости. При малой проницаемости сырье будет проникать в малых количествах, что отразится на экономической эффективности. Из за этого сложно получать сырье из глинистых пород, ведь именно в глинистых породах замечено наибольшее скопление углеводородного сырья по всем земному шару. Способы получения сырья из глинистых пород на данный момент упорно обрабатываются.

Чтобы контролировать изменения концентрации нефти в разрезе проводятся геофизические исследования в избранных после разбуривания залежи скважинах в обсаженном стволе напротив перфорированных насыщенных углеводородами промежутков пластов, обводнение их будет за счет нагнетательной скважины и от подтягивания контурных вод. Периодичность исследования таких скважин один или два раза в год[2].

Исследование разработки залежей, состояния и эксплуатации скважин и скважинного оборудования по видам и объемам исследовательских работ перевыполняется в соответствии с нормами, представленными, составленной на основе утвержденных руководящих документов.

По основной массе вновь вводимых скважин необходимо после ввода их в эксплуатацию проводить полный комплекс разовых промыслово-гидродинамических исследований.

Основная часть нефтяного сырья Казахстана добывается путем использования буровых скважин. Для того, чтобы выкачать нефть и попутный газ из земляных недр на поверхность, в пробуренную скважину помещают герметичную систему из подъемных труб, арматуру, предназначенную для работы с высокими давлениями, которые в свою очередь близки по значению к пластовым. Более ранние способы добычи нефти такие как переработка песчаных и известняковых парод в которых присутствовала нефть, получение нефти с поверхности водоемов, были малоэффективными[2].

Необходимо принимать технические решения, обеспечивающие экологическую безопасность при проходке скважин.

Оценка вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения или оценки следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к чрезвычайной ситуации включая вероятные катастрофические воздействия на окружающую среду в ходе конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого исхода;
- возможная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого исхода.

Несколько углеводородных залежей, схоже с залежами твердого угля, составляют бассейны углеводородов. Они, как правило, привязаны к сложения межпластовых отложений где расположены осевшие вещества и в их составе образуются углеводородные коллекторы.

Опасные ситуации, связанные с проведением строительных работ, могут быть следствием, как природных факторов, так и антропогенных.

Добычу нефти, включающую перегон от притока к скважинам и до внешней перекачки можно разделить на несколько этапов:

- Первым этапом можно назвать передвижение нефти с помощью создающегося в процессе разности давлений земных пластов;
- Второй этап – это передвижение нефти от скважин до земной поверхности, другими словами процесс эксплуатации скважин;
- К третьему этапу можно отнести нагнетание нефти, попутного газа, водных скоплений на поверхности земли, сепарация от минеральных солей, последующая фильтрация водных ресурсов, получение огромного количества попутного нефтяного газа[2].

Опираясь на литературные источники, можно сказать, что под термином «разработка нефтяных месторождений» подразумевается процесс переноса жидкостно-содержащих и газовых масс к скважинам. Относительно непростой в управлении процесс передвижения жидкостей и газовых масс осуществляется технологической разработкой контрольных скважин, которая в свою очередь зависит от количества, порядка ввода в эксплуатацию, режима работы и баланса пластовой энергии.

Изначально используемая система разработки нефтяного месторождения дает возможности для предсказания экономических показателей. На первых парах перед тем, как «забуривать» залежь выполняют полное проектирование. Опираясь, на подлинность полученных данных при разведке и получении пород при пробной эксплуатации определяют отдельные условия, при которых будет протекать использование нефтеносного месторождения, этим и являются особенности земных пород, геологические свойства, физические особенности жидкостей в пласте, уровень насыщенности пород нефти и водным и газовым облаком, степень пластового давления. Ссылаясь на полученные данные выполняют дальнейшую экономическую оценку системы и избрав при этом наиболее приемлемую. В случае если нефть залегла глубоко в пластах, для увеличения нефтеотдачи зачастую применяют способ закачки в пласт газовой смеси, находящейся под большим давлением[2].

Нефтяное сырье и воспламеняющийся попутный газ накапливаются в подземных пластах, именуемых коллекторами. Наилучший из них – песчанниковый слой, который находится между твердых пород, коими являются глины или такие же отложения, не дающие просочиться углеводородам из науральных скоплений. Наиболее благоприятные условия для создания залежей углеводородного сырья образуется в тех случаях, когда песчанниковый слой сложен, повернутым сводом ввысь. На ряду с этим, высший слой такогорулола зачастую составлен газом ниже концентрируется нефти, а в самом низу – вода.

2.2 Описание основных способов добычи нефти

Природные скопления углеводородного сырья расположенных в некоторых пластах которые находятся рядом называют залежью. Углеводородные ресурсы скапливаются в подобных участках земной коры, в которых есть условия для благоприятного и длительного их хранения в приемлемых физических и геологических условиях. Объемы залежей зачастую превышают миллиарды кубических метров. Пласты являют собой горные породы, в которых находится нефть и способные отдавать ее в процессе добычи.

Скопление подобных единичных залежей на определенном участке площади называется месторождением. Месторождения бывают однопластовыми или многопластовыми. Как правило, одно месторождение включает в себя более трех залежей[2].

Перед образованием скоплений углеводородов происходит длительный процесс миграции через различные пористые породы коллекторы, до того как они не достигают таких природных резервуаров ловушек, откуда миграция невозможна. Нефтяные месторождения состоят из трех слоев: верхний слой газовая шапка где находится ПНГ, средний слой пласт нефти и нижний вода, она является нижним гидрозатвором резервуара. Со всех других сторон резервуар закрыт глиной и солями. Они находятся в основном на глубине от 1 и

более километров. Если над нефтяной залежью есть газовая шапка, то саму залежь называют нефтегазовой.

Углеводороды залегают в земных породах плотно, исключая свободное пространство между частицами земляных пород. Основным способом добычи нефти - бурение скважин[2].

Большим спросом пользуются нефтяные месторождения, объемы которых составляют тысячи тонн. В зависимости от этапа разработки запасы нефти месторождений разделяются на достоверные и вероятные скопления углеводородов.

Наиболее эффективными методами нефтеразведки являются геологические, геофизические и геохимические. Геологические методы описывают структуру и характер залегания горных пород. Геофизические методы изучают физические параметры высокочувствительными приборами, по данным которых составляются структурные карты с указанием состава, возраста и особенностей залегания нефтяных пластов. Геохимический метод изучает состав грунтов и подземных вод путем отбора проб. Основной целью нефтеразведки является установление контуров залегания пластов, определение мощности и нефтенасыщенности.

После проводится бурение скважин для обнаружения нефти. Если подтвердится нефтегазность залежей то, начинают разведочное бурение для определения состава нефти и газа, их запасов нефтеносной залежи.

Выбор самого оптимального способа разработки залежи нефти и газа зависит от многих факторов, в том числе от свойств и состава сырья, от энергетического режима залегания пласта, от свойств и состава подземных пород и т.д. На данный момент имеются разные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности[2].

Эффективность применения стандартных поршневых насосов при добыче нефти и газа зависит в основном от производительности насосов и количеством песка в продукции скважин. В периоды увеличения обводнения затрудняется работа насосов. Когда пластовый песок смачивается водой, он начинает отделяться от нефти и находится во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок образует небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В такой ситуации газопоршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии, они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его поломке.

Выбор штанговых насосных установок должен проводиться с учетом фактических показателей скважины переводимой на механизированный способ добычи.

Строение винтового насоса спиралеобразное, состоящее из двойной спирали, а винтовой насос качает жидкость путем создания серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора движением винта.

Полости изолированы между собой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, которая приводит к утечке флюида, и эта щель может стать

причиной снижения КПД насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, так как камеры расположенные выше всегда находятся под большим давлением, чем те которые расположены ниже. В заводских характеристиках сказано, что каждая камера (каждый «подъем» или один полный оборот ротора) может создать давление до 350 кПа, исходя из этого, есть высокий градиент давления в направлении вниз[2].

Эластомер - это ключевой элемент в строении насоса: обязан быть достаточно жестким чтобы отстоять вкрапление гранул песка, а еще достаточно мягким чтобы гранулы песка смогли изгибать эластомер и выйти по мере движения переднего края ротора. Эластомер должен быть невосприимчив к запахам. Специфические ароматы содержатся в добываемой нефти. Эластомер должен быть установлен внутри статора с высокой точностью и без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к поломкам.

Роторы покрывают хромом с для того чтобы придать поверхности большую устойчивость к износу от стирания песком. Тем не менее хром изнашивается в течение первого месяца оголяя сталь. Он может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если не было повреждений[2].

Варианты при наличии дефектов и несоответствия насосов:

- использование насоса большей мощности (большей объемной производительности) и эксплуатирующегося при меньшем количестве оборотов в минуту для достижения большего КПД.

- борирование роторов вместо хромирования

- эксплуатация более длинных насосов с большим количеством ступеней фаз для увеличения времени действия, поскольку насос может сохранять коэффициент полезного действия в течение более продолжительного времени перед заменой.

Критерии выбора насоса:

- 1) Повышенное содержание циклических (ароматических) углеводородов губительно действует на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к высокому крутящему моменту). Качественные эластомеры типа «буна» эксплуатируются в агрессивных флюидах.

- 2) КПД насоса. Функция юыстроты утечки жидкости между полостями, а также это - функция вязкости флюида. Для воды приемлемо использовать насосы с посадкой с натягом, диаметр ротора которых больше, чем диаметр статора на двадцать сантиметров.

- 3) Дифференциальный нагрев. Если дифференциальный нагрев является проблемой, который ведет к повреждению эластомера, рекомендуется использовать статор с внутренним спиральным строением. В такой конструкции заложена постоянная толщина эластомера, и дифференциальный нагрев не опасен[2].

- 4) Количество песка. Роторы с жестким покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению всегда, когда содержание песка

превышает ($>0.1\%$) для сопротивления износу. Поступление мелких частиц (глин) не воздействует на износ конструкции винтовых насосов, поскольку частицы не имеют абразивного действия. Поэтому винтовые насосы в состоянии справиться с широким спектром песчаной фракции.

5) Объемная производительность. Производительность насоса есть функция дебита нефтедобычи общих флюидов скважины. Практикуется анализирование выбора насоса, основываясь на ожидаемых объемах дебитов, после выбор насоса большей мощности (всегда выбирается насос с мощностью сто оборотов в сутки, если исходя из анализа рекомендуется, что насос с производительностью сто оборотов в сутки необходим) [3].

Устье скважин центробежных установок оборудовано станцией управления изменением скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором манометром и термометром, который обеспечивает точную цифровое определение условий.

При спуске УЭЦН используется специальное оборудование в соответствии с характеристиками покупаемых насосов.

Основное оборудование, которое спускается в скважину должно изготавливаться из легированных металлов в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

2.3 Физико-химическая характеристика нефти месторождения

Месторождение Алайол находится в Атырауской области.

Нефть месторождения относится к парафинистым с наиболее сложными параметрами. При обосновании характеристики дегазированной нефти оказались температура застывания и массовое содержание высокомолекулярных парафинов. Диапазон колебания этих параметров в пределах объектов разработки довольно большой и найти этому объяснение сложно. Не удалось связать эти параметры с гипсометрическим положением скважин, из которых отобраны пробы.

Они характеризуют нефть месторождения как легкую, парафинистую, смолистую, малосернистую (таблица 1).

Таблица 2.1 – Физико – химические свойства и состав нефти месторождения

Наименование	Диапазон изменения	Среднее значение
Плотность, кг/м	806,0-857,5	823,8
Вязкость, мПа*с: при 20 °С при 50 °С	5,86-25,05 2,19-7,77	11,024,02
Температура застывания, °С	3-23	11,6
Температура насыщения нефти парафином, °С	44-52,7	47,8
Массовое содержание, %вес:		
Серы	0,06-0,39	0,136
АСВ	3,59-14,15	9,15
Парафинов	6,9-19,76	8,86
Объемный выход фракций, %об.:		
до 100 °С	0-11	4,5
до 200 °С	16-383	25,73
до 300 °С	6-60	45,7

Верхне-альбсеноманская вода относится к переходному сульфатнатриевому-гидрокарбонатнатриевому типу, с минерализацией 1649-2678 мг/л. Содержание сульфатов составляет 154-723 мг/г, гидрокарбонатов 195-268 мг/л, ионов хлора 512-854 мг/г. Катионный состав следующий: кальция 40-150 мг/л, магния 6-36 мг/л, натрия + калия 492-760 мг/л.

Содержание механических примесей в воде водозаборных скважин составляет 11,4 – 21,3 мг/л; нефтепродукты отсутствуют.

Анализ пробы смеси альбеноманской и сточной почв с водой, получаемой в буферном резервуаре выявил, что в данной смеси, имеющей хлоркальциевый тип и минерализацию 10022 мг/л, содержится сульфатов 452 мг/л, гидрокарбонатов 220 мг/л, хлора 5635 мг/л, кальция 350 мг/л, магния 198 мг/л, натрия + кальция 3168 мг/л. Количество механических примесей составляет 54-88 мг/л, а нефтепродуктов 52-93 мг/л.

По физико-химическим характеристикам нефть месторождения Алаойл относится к высокопарафинистым с наиболее сложными параметрами температуры застывания и массового содержания высокомолекулярных углеводов.

При добыче нефти, на поверхность земли вместе с нефтью поднимается попутный газ (газо-жидкостная фракция), подземная пластовая сточная вода. Наряду с этим во время бурения нефтегазовых скважин образуется буровой шлам, буровые растворы, являющиеся активными загрязнителями почвы.

2.4 Описание используемого оборудования

Современная добыча нефти – это технически сложный процесс. Существует множество технологий добычи нефти и попутного нефтяного газа. А потому велик и перечень используемого при этом оборудования. В данном

разделе дипломного проекта даны описание и характеристики основного исследуемого оборудования.

Используемым оборудованием на исследуемом предприятии являются:

- 1) Устьева печь “УН-0.2”;
- 2) Подогреватель нефти “ППТМ-0,4Г”;
- 3) Газопоршневой генератор “ShenDun 260GF-PWT”;
- 4) Газопоршневой генератор “600GF-T”;
- 5) Факельная установка.

Характеристика печи подогрева нефти

Печь подогрева нефти с комбинированным подогревом ПНК используется для нагрева углеводородного сырья различной вязкости и нефтяной эмульсии в технологии подготовки сырья на промыслах, а также при ее транспортировке. То что печь позволяет подогреть продукт до 110°C обеспечит использование ППН при подготовке тяжелых углеводородов, вместе с тем в технологиях стабилизации нефти и газового конденсата[5].

Составные части печи подогрева нефти:

- блок нагрева с горелочным устройством;
- блок подготовки сырья;
- блок вентагрегата;
- системы автоматизации.

Сырье из промысловой сети поступает в продуктовый змеевик подогревателя, который составлен из двух частей, находящихся в среде промежуточного теплоносителя и в конвективной (холодной) секции топочного устройства, сперва нагревается теплоноситель, далее – от продуктов сгорания и после выводится из подогревателя. Попутный нефтяной газ для горелок после очистки и редуцирования во втором блоке подается на запальную и основную горелки, и используется в топке подогревателя, делясь теплом с промежуточным теплоносителем и продуктовыми змеевиками. Строение эксплуатируемой печи подогрева нефти проиллюстрирована на рисунке (2.1).

Блок нагрева используется для того чтобы передать тепловую энергию от продуктов сгорания топливного газа к нагреваемому сырью. Блок нагрева -это емкость, установленная на раме-основании и заполненная промежуточным теплоносителем. В этой емкости размещены топка и продуктовый змеевик, который обвязан в два потока. Основная и запальная горелки крепятся к фланцу топки[6].

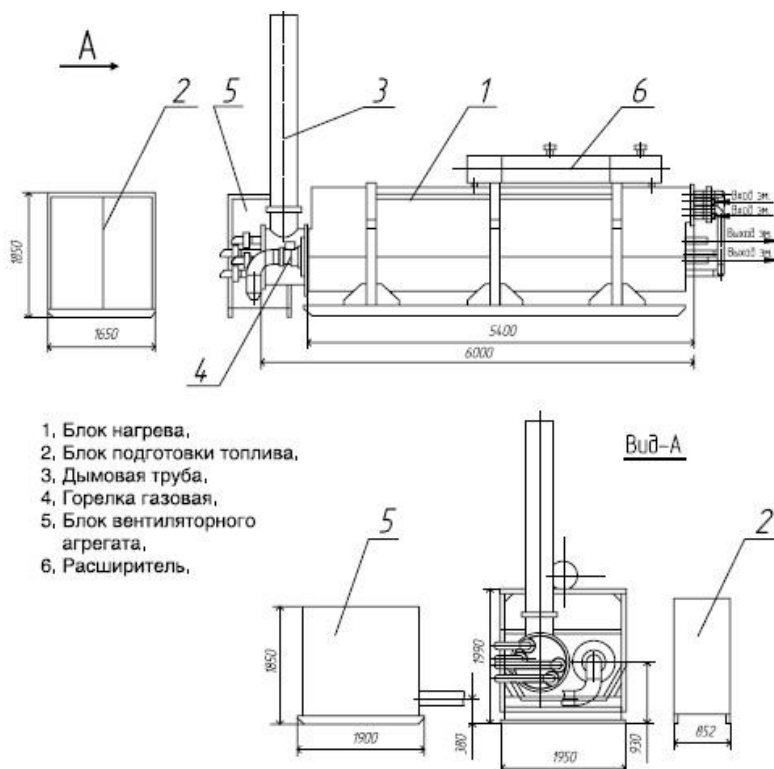


Рисунок 2.1 - Печь подогрева нефти

У ППН имеется топка, которая представляет собой П-образную сварную конструкцию из трубы диаметром 620 мм. Для того чтобы увеличить, конвективный теплообмен в «горячей» ветви закреплены кольца-турбулизаторы, в «холодной» ветви установлен продуктовый змеевик. Топка к емкости закрепляется с помощью сланца [6].

Нагревательный блок, который напоминает моноблок может транспортироваться любым видом транспорта. В печи подогрева использован блок подготовки топлива для установки приборов очистки, редуцирования и регулировки доз топлива к горелочным устройствам и блок вентагрегата.

Характеристика газопоршневой электростанции

Основными элементами газопоршневой электростанции (ГПЭС) являются мотор-генератор и газовый поршневой двигатель. Попутный нефтяной газ в камере ГПД воспламеняется при помощи свечи зажигания и производит энергию, которая используется для вращения рабочего вала генератора. Автоматизированные электростанции и электроприборы с поршневыми газовыми двигателями, не считая электрической, могут вырабатывать тепловую энергию в утилизационном котле или в водяном нагревателе. Модели генерирующие холод являются редким примером.

ГПЭС состоит из: газового двигателя и генератора переменного тока, которые между собой соединяет упругая пальцевая муфта радиатора, вентилятора с приводом последнего от переднего конца коленчатого вала через клиноременную передачу; фильтров очистки воздуха и других вспомогательных приборов, смонтированных на общей раме приспособления. Отдельную комплектную конструкцию с панелями управления и распределения несет в себе генератор[6].

Работа газопоршневой электростанции невозможна без газопоршневого двигателя. ГПД использует как топливо природные, попутные нефтяные и промышленные газы. Двигателю присущи литые алюминиевые головки блока, которые крепятся к двум блокам цилиндров. Камера сгорания (чаще – открытого типа) расположена в цилиндре между плоским днищем головки блока и днищем поршня с кольцевой ямкой корпуса. Исходя из условий обеспечения сгорания газозвоздушной смеси без детонации и уменьшения максимальных давлений сгорания, в газопоршневом двигателе применяется маленькая степень сжатия 10,5 (для природного газа) вместо 1415 в дизеле. Технические составляющие описывающие газопоршневую установку отражены в таблице (2.3) расположенной ниже.

Таблица 2.3 –Технические характеристики ГПУ

Электрическая мощность (кВт), $\cos(\varphi)=0,8$	1460		
Конфигурация цилиндров Диаметр цилиндра / ход поршня (мм)	20 V-образно 170/190		
Рабочий объем (л) Номинальная частота вращения (об/мин)	86,0 1500 (50 Гц)		
Топливо	природный газ		
Уровень выброса NO_x (мг/нм ³)	350	250	500
Расход топлива: природного газа (нм ³ /ч)	380 (при 100% нагрузке) 298 (при 75% нагрузке) 210 (при 50% нагрузке)	388 (при 100% нагрузке) 303 (при 75% нагрузке) 214 (при 50% нагрузке)	380 (при 100% нагрузке) 296 (при 75% нагрузке) 210 (при 50% нагрузке)

В газопоршневом двигателе используется батарейная система зажигания, состоящая из: электрических свечей зажигания, прерывателя-распределителя катушки зажигания; источника электроэнергии; электрических проводов. Для того чтобы воспламенить рабочую смесь в цилиндрах используются электрические свечи (по одной свече в каждый цилиндр). Они поставлены в

головке блока в гнездах с резьбой и выводными патрубками, которые установлены в тех местах, где в дизельном двигателе располагаются форсунки. Центрально установленные электрические вечи относительно камеры сгорания обеспечивают хорошие условия сгорания смеси вследствие минимального пути распространения фронта пламени в цилиндре. Вид ГПУ марки “600GF-T” проиллюстрирован на [рисунке \(2.4\)](#)

Примечание [А3]: Пишется полностью
рисунке

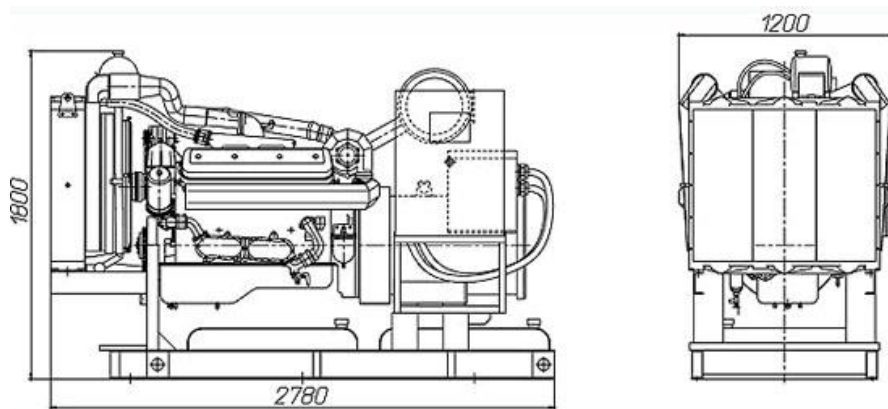


Рисунок 2.4 Газопоршневой генератор “600GF-T”

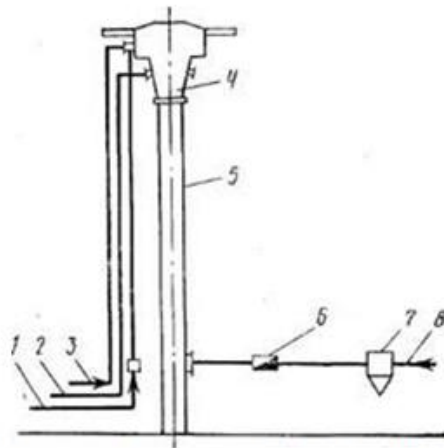
В главную очередь газопоршневые генераторы используют на предприятиях, нефте-газовых, угольных месторождений. Большое количество попутного нефтяного газа на месторождениях Казахстана делает использование ГПЭС экономически и экологически выгодным.

Характеристика факельной установки

Факельные установки - это аппараты использующиеся на нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятиях для безопасного для окружающей среды сжигания выбросов. В зависимости от объекта они могут работать постоянно, периодически или аварийно[6].

При работе многих предприятий образуются отработанные газы, которые будет опасно просто сбросить в атмосферу из-за чрезмерного содержания вредных для экологии химических веществ. Для того чтобы утилизация проходила безопасно, эксплуатируются факельные установки, в которых попутный нефтяной газ полностью сгорает.

Факельная установка ([рисунок 2.5](#)) состоит из системы подводящих трубопроводов, предохранительных устройств (огнепреградителей) и факельной горелки. Строение факела должно обеспечивать непрерывность сжигания подаваемого нефтяного газа путем схемы легко зажигаемого и защищенного от ветра «маяка» (постоянно горящей горелки) [7].



1 — линия подачи водяного пара; 2 — линия поджигания дежурной горелки; 3 — линия подачи газа к дежурной горелке; 4 — горелка; 5 — ствол факела; 6 — огнепреградитель; 7 — сепаратор; 8 — линия, подводящая газ на сжигание.

Рисунок 2.5. Факельная установка

Металлическая конструкция факела устанавливается на фундамент установки и закрепляется тросами. На конструкции имеются площадки для обслуживания. Кронштейны для крепления составных частей системы розжига и контроля огня. Факельный оголовок закрепляется на ствол конструкции и прикрепляется к фланцу. Оголовок устроен из сопла, камеры смешения, камеры сгорания, дежурных горелок. Система автоматического розжига и управления огнем закрепляется на кронштейны на конструкции факела и состоит из: электрода, тоководов, блока высоковольтного, комплекта защитных козырьков. Аппарат частичного контроля закрепляется за ограждением факельной установки в контрольном шкафу. Аппарат контроля на расстоянии закрепляется в помещении операторной на расстоянии до семиста метров от установки. Кабели питания и управления прокладываются в лотках, в обоснованных случаях допускается подземная прокладка кабелей.

В таблице (2.4) предоставлены технические данные факельной горелки.

Таблица 2.4 – Технические характеристики

Рабочая среда	природный, нефтяной газ и другие горючие газы
Производительность по газу, тыс.нм ³ /сут	от 1 до 8000
Расход топливного газа на дежурные горелки, нм ³ /ч	от 1,5÷16
Диаметр ствола факела, мм	от 150 до 1400
Высота факельной установки, м	от 10 до 120
Срок службы, не менее, лет	20

3. Расчет выбросов в атмосферу и загрязнение почвы. Риски при процессе бурения и добычи нефти

3.1 Программа управления отходами. Источники образования и характеристика отходов

Настоящий раздел разработан в соответствии со статьей 288-1 «Экологического Кодекса РК» от 9 января 2007 г. №212-III и «Правилами разработки программы управления отходами», утвержденной приказом Министра энергетики республики Казахстан №146 от 25 ноября 2014 года.

В процессе реализации работ на месторождении Алаойл происходит образование различных видов отходов, как от основного производства, связанного с бурением скважин, добычей углеводородного сырья, так и от различных источников вспомогательного производства и жизнедеятельности персонала.

Управление отходами предприятия недропользователем представляет собой управление процедурами обращения с отходами на всех этапах технологического цикла, начиная от момента образования отходов и до конечного пункта размещения отходов.

Ответственными лицами на всех стадиях управления отходами являются руководитель предприятия, начальники промышленных площадок, участков, специалисты-экологи предприятия.

Учету подлежат все виды отходов производства и потребления, образующиеся на объектах предприятия, а также сырье, материалы, пришедшие в негодность в процессе хранения, перевозки и т. д. (т.к. не могут быть использованы по своему прямому назначению).

Перечень отходов, подлежащих учету, устанавливается по результатам инвентаризации источников образования отходов.

Все отходы производства и потребления при бурении и эксплуатации месторождения временно собираются в контейнеры, емкости и по мере накопления вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

Согласно СП №176 от 28.02.2015г. и Экологического кодекса РК срок временного накопления отходов не должен превышать более 6 месяцев.

Проектом предусмотрено использование емкостей для временного сбора отходов, с последующей транспортировкой отходов автотранспортом для захоронения, что исключает попадание их на почву.

Отходы образуются:

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

Основными отходами являются:

- отработанный буровой раствор;
- буровой шлам;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- металлолом;
- огарки сварочных электродов;
- использованная тара;

Расчет объемов образования отходов

Расчет объемов отходов бурения произведен согласно «Методики расчета объемов образования эмиссии (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» утвержденный приказом МООС РК №129-п от 3 мая 2012 года.

Расчет образования отходов бурения при строительстве 4-х оценочных скважин, проектной глубиной 1150 метров, каждая, приведен в таблице 3.1. Расчет объемов отходов бурения 1150 м.

Расчет объема скважины

Количество скважин- 1 шт.

Таблица 3.1 - Расчета объема образования отходов бурения.

Интервал	Конструкция ствола скважины		
	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
Диаметр долота, мм	393,7	244,5	168,3
Длина интервал, м	20	350	1150
Коэф. Кавернозности	1,2	1,15	1,15

Объем скважины при строительстве скважин рассчитывается по следующей формуле:

$$V=K \cdot D^2 \cdot L \cdot \pi / 4, \quad (3.1)$$

где: K – коэффициент кавернозности,
D – диаметр долота, м,
L - длина скважины, м.

Интервал	K	D, м	L, м	D ² , м	V скв, м ³
0-20	1,2	0,3937	20	0,155	2,92
20-350	1,15	0,2445	330	0,0598	17,81
350-1150	1,15	0,1683	800	0,03	20,46
V скв, м³					41,19

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама определяется по следующей формуле:

$$V_{ш} = V_{скв} \cdot 1.2, \quad (3.2)$$

где 1.2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренных пород.

Расчет объема бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора, определяется из расчета 25% от объема исходного и наработанного бурового:

$$V_{обр} = 0.25 \cdot V_{скв} \cdot K_1 + 0.5 \cdot V_{ц}$$

K₁ – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе (РД 39-3-819-91 K₁=1.052)

V_ц - объем циркуляционной системы буровой установки, принимается равной V_ц=150 м³ или определяется по формуле:

$$V_{ц} = S \cdot H, \quad (3.3)$$

где S – пл скв с диаметром долота на последнем этапе бурения, м²;
H – высота бурения, м.

Расчет количества образования отходов бурения

Количество отходов бурения определяется по формуле:

$$Q_1 = V_{ш} \cdot \rho_{ш} + V_{ОБР} \cdot \rho_{обр}, \quad (3.2)$$

где $V_{ш}$ – объем шлама, м³;
 $V_{ОБР}$ – объем бурового раствора, м³;
 $\rho_{ш}$ – удельный вес бурового шлама,
 $\rho_{обр}$ – удельный вес обработанного бурового раствора.

Расчетные объемы бурения от 1-ой скважины:

<i>Наименование отхода</i>	индекс опасности	м ³	1 скв/тонн	4 скв/тонн
<i>Буровой шлам</i>	янтарный	49,42	86,49	345,94
<i>Отработанный буровой раствор</i>	янтарный	27,12	34,17	136,68
Итого отходы бурения	янтарный		120,66	482,63

Таблица 3.2 - Количество отходов бурения от 4 скважин и метод их утилизации

Наименование отхода	Количество отходов, т/пер	Уровень опасности отхода	Размещение отхода
Отходы бурения, из них:	482,63	«янтарный список» АЕ040	Сбор и вывоз отходов производства сторонней организацией по договору.
Буровой шлам	345,94		
Отработанный буровой раствор	136,68		

Расчет выбросов вредных веществ

В данном разделе проводится расчет выбросов загрязняющих компонентов при разном распределении всего объема попутного нефтяного газа:

- 1) Сжигание полного объема топлива на факеле;
- 2) Расход полного объема топлива на собственные нужды (печи подогрева нефти, газотурбинные установки);
- 3) Расход 75% топлива на собственные нужды, 25% сжигание на факеле.

Расчет выбросов загрязняющих веществ, был проведен в соответствии с утвержденными в Республике Казахстан нормативно-методическими документами:

- «Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок (утверждена приказом Министра ООС РК от 29 ноября 2010 года, №100-п);

- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» (утверждена приказом Министра ООС РК от 30 января 2007 года, № 23-п);

- «Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных». (Приказ Министра МООН РК от 18.04.2008 г. №100-п, Приложение №4).

Общий объем попутного газа составляет 2642424 м³, за год оборудование работало 153 суток.

Исходные данные приведены в таблицах (3.3, 3.4, 3.5).

Таблица 3.3 - Расход всего попутного газа на факел

№.№ п/п	Источники потребления газа	Коли- чество, ед.	Производи- тельность установки, паспортная/ фактическая	Паспортная потребляемая мощность газа на 1-ну едини- цу		Время рабо- ты 1-ой ед. оборудования		ИТОГО м ³ /год
				м ³ /час	м ³ /сут	часов	дней	
1	Устьева печь "УН-0.2"	4	50-100 т/сут	0	0	0	0	0
2	Подогреватель нефти "ПШТМ- 0,4Г"	1	50-200 т/сут	0	0	0	0	0
3	Газопоршневой генератор "ShenDun 260GF-PWT"	1	до 260кВт,	0	0	0	0	0
			208					
4	Газопоршневой генератор 600GF-T	1	до 600кВт,	0	0	0	0	0
			480					
Всего:								0
Проектная добыча								2 642 424
Сжигание на факеле								2 642 424
Процент утилизации								0,00

Таблица 3.4 - Расход полного объема топлива на собственные нужды

№№ п/п	Источники потребления газа	Коли- чество, ед.	Производи- тельность установки, паспортная/ фактическая	Паспортная потребляемая мощность газа на 1-ну едини- цу		Время рабо- ты 1-ой ед. оборудования		ИТОГО м ³ /год
				м ³ /час	м ³ /сут	часов	дней	
1	Устьевая печь "УН-0.2"	4	50-100 т/сут	22	528	3672	153,0	438 600
2	Подогреватель нефти "ППТМ- 0,4Г"	1	50-200 т/сут	68,5	1644	3672	153,0	301 200
3	Газопоршневой генератор "ShenDun 260GF-PWT"	1	до 260кВт,	68	1632	3672	153	401 600
			208					
4	Газопоршневой генератор 600GF-T	1	до 600кВт,	127,01	3048,24	3672	153	1 500 890
			480					
Всего:								2 642 290
Проектная добыча								2 642 424
Сжигание на факеле								0
Процент утилизации								99,99

Таблица 3.5 - Расход 75% топлива на собственные нужды

№№ п/п	Источники потребления газа	Коли- чество, ед.	Производи- тельность установки, паспортная/ фактическая	Паспортная потребляемая мощность газа на 1-ну единицу		Время рабо- ты 1-ой ед. оборудования		ИТОГО м ³ /год
				м ³ /час	м ³ /сут	часов	дней	
1	Устьевая печь "УН-0.2"	4	50-100 т/сут	22	528	3672	153	330 000
2	Подогреватель нефти "ППТМ- 0,4Г"	1	50-200 т/сут	68,5	1644	3672	153	226 050
3	Газопоршневой генератор "ShenDun 260GF-PWT"	1	до 260кВт,	68	1632	3672	153	301 920
			208					
4	Газопоршневой генератор 600GF-T	1	до 600кВт,	127,01	3048,24	3672	153	1 127 830
			480					
Всего:								1 985 800
Проектная добыча								2 642 424
Сжигание на факеле								656 624
Процент утилизации								75,15

Учитывая то, что весь объем расчетов является очень громоздким, в этом разделе будут показаны основные расчеты по имеющемуся оборудованию. Полный объем расчетов предоставлен в приложении.

3.2 Расчет факела

Расчет мощности выброса загрязняющих вещества М.

Мощность выброса метана, оксида углерода, оксидов азота (в пересчете на диоксид азота) и сажи рассчитывается по формуле, г/с:

$$M_i = UV_i * G \quad (3.3)$$

где UV_i - удельные выбросы загрязняющих веществ, г/г;

G - массовый расход углеводородных смесей и попутного газа, г/с.

Удельные выбросы загрязняющих веществ на единицу массы сжигаемой смеси принимают по таблице 3.6.

[Таблица 3.6]- Удельные выбросы загрязняющих веществ на единицу массы сжигаемой смеси

Примечание [A4]: Таблицы название, название таблицы и сама таблица без интервала, слитно

Факельная установка	Сжигаемая смесь	Вредное вещество	УВ, г/г
Горизонтальная, высотная	Некондиционные газовые и газоконденсатные смеси	Оксид углерода CO Оксиды азота NO _x в пересчете на NO ₂ Углеводороды (кроме содержащих серу) в пересчете на CH ₄ Сажа	0,02 0,003 0,0005 ***
Наземная	Некондиционный углеводородный конденсат	Оксид углерода CO Оксиды азота NO _x в пересчете на NO ₂ Углеводороды (кроме содержащих серу) в пересчете на CH ₄ Сажа	0,25 0,002 0,03 0,03
Горизонтальная, высотная, наземная (дежурные горелки и факельный ствол)	Природный газ	Оксид углерода CO Оксиды азота NO _x в пересчете на NO ₂ Углеводороды (кроме содержащих серу) в пересчете на CH ₄	0,02 0,003 0,0005

Мощность выброса оксида углерода M_{CO} , г/с:

$$M_{CO} = 0,02 * 192,89 = 3,85$$

Мощность выброса метана M_{CH_4} , г/с:

$$M_{CH_4} = 0,0005 * 192,89 = 0,096$$

Мощность выброса сажи M_C , г/с:

$$M_{Сажа} = 0,002 * 192,89 = 0,385$$

Мощность выброса диоксида азота M_{NO_2} , г/с:

$$M_{NO_2} = 0,003 * 192,89 = 0,578$$

Массовый расход сжигаемой газовой и газоконденсатной смеси G рассчитывают по формуле, г/с:

$$G = 1000 * V * R_0 \quad (3.4)$$

где V - объемный расход газовых и газоконденсатных смесей и природного газа, м³/с;

R_0 - плотность этих смесей и газа 0,965кг/м³.

$$G = 1000 * 0,199 * 0,965 = 192,89$$

Плотность R_0 и объемный расход V газовых и газоконденсатных смесей и попутного газа, утилизируемый на горизонтальных и высотных факельных установках, получают в результате измерений. В отсутствие данных по объемному расходу газовых и газоконденсатных смесей его значение рассчитывают по формуле:

$$V = 0,785 * W_{ист} * d^2 \quad (3.5)$$

где $W_{ист}$ - скорость истечения газовых и газоконденсатных смесей и природного газа, м/с;

d - диаметр выходного сопла, м.

При этом параметр $W_{ист}$ рассчитывают по формулам (21)-(25), а диаметр выходного сопла d устанавливают по проектным данным горизонтальной или высотной факельной установки.

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} рассчитывается по формуле. г/с:

$$M_{CO_2} = 0.01 G \{ 3,67 n[C]_m + [CO_2]_m \} - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C \quad (3.6)$$

где n - полнота сгорания углеводородной смеси и природного газа;

$[C]_m$, $[CO_2]_m$ - массовое содержание углерода и диоксида углерода, соответственно, в сжигаемой смеси, % мас.;

M_{CO} , M_{CH_4} , M_C - мощность выброса оксида углерода, метана и сажи, соответственно, г/с.

Концентрацию диоксида углерода в сжигаемой углеводородной смеси $[CO_2]_m$ принимается по данным лабораторного анализа.

Параметр G и мощность выброса оксида углерода M_{CO} определяют по вышеуказанной формуле.

Полнота сгорания углеводородной смеси n , установленная на основе экспериментальных исследований, составляет:

Для газовых и газоконденсатных смесей - 0,9984;

Для углеводородных конденсатов - 0,873.

$$M_{CO_2} = 0.01 \cdot 192,89 \cdot \{3,67 \cdot 0,998 \cdot 79,5 + 0,73\} - 3,85 - 0,096 - 0,385 = 559,07$$

Расход выбрасываемой в окружающую среду газовой смеси рассчитывается по формуле, м³/с:

$$V_i = B \cdot V_{nc} (273 + T_r) / 273 \quad (3.6)$$

где B - объемный расход углеводородной смеси и природного газа, м³/с;

V_{nc} - объем газовой смеси, полученный при утилизации 1 м³ углеводородной смеси и природного газа, м³/м³;

T_r - температура горения этих смесей и газа, °С.

$$V_i = 0,199 \cdot 9,13 \cdot (273 + 800) / 273 = 7,17$$

Количество газовой смеси, полученное при утилизации 1 м³ (кг) углеводородной смеси и природного газа (м³/м³) или (кг/кг), рассчитывается по формуле:

$$V_{nc} = 1 + \alpha V_0 \quad (3.7)$$

где α - коэффициент избытка воздуха (принят равным 1);

V_0 - необходимое количество воздушной массы для сжигания 1 м³ (кг) углеводородной смеси и природного газа вычисляется по результатам лабораторных измерений.

$$V_{nc} = 1 + 1 \cdot 8,13 = 9,13$$

Температура горения T_r углеводородной смеси и природного газа вычисляется по результатам лабораторных измерений

4.2 Расчет печи подогрева нефти

Примечание [A5]: Интервал?

Расчет выбросов оксида углерода в единицу времени (г/с) выполняется по формуле:

$$P_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_4 / 100) \quad (3.8)$$

B - расход топлива не зависящий от агрегатного состояния (г/с);

q_3, q_4 - потери теплоты при неполноте сгорания топлива (химической, механической), %, принимаются по таблице 4.5.

Таблица 3.7 - Характеристика топок котлов малой мощности

Тип топки и котла	Топливо	Коэффициент избытка воздуха α	Потери теплоты от недожога топлива, %	
			химического q_3	физического q_4
Топка с цепной решеткой	Донецкий антрацит	1,5-1,6	0,5	13,5-10
Топка с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой прямого хода	Угли типа кузнецких	1,3—1,4	0,5—1	5,5-3
	Угли типа донецких	1,3—1,4	0,5—1	6-3,5
	Бурые угли	1,3—1,4	0,5—1	5,5-4
Топка с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода	Каменные угли	1,3—1,4	0,5—1	5,5-3
	Бурые угли	1,3—1,4	0,5—1	6,5-4,5
Топка с пневмомеханическими забрасывателями и неподвижной решеткой	Донецкий антрацит	1,6—1,7	0,5—1	13,5-10
	Бурые угли типа подмосковных	1,4—1,5	0,5—1	9—7,5
	Угли типа кузнецких	1,4—1,5	0,5—1	5,5—3
Шахтная топка с наклонной решеткой	Дрова, дробленые отходы, опилки	1,4	2	2
Топка скоростного горения	Дрова, щепы, опилки	1,3	1	4-2
Камерная топка с твердым шлакоудалением	Каменные угли	1,2	0,5	5—3
	Бурые угли	1,2	0,5	3—1,5
Камерная топка	Мазут	1,1	0,5	0,5

Примечание. В графе 3 меньшие значения — для парогенераторов производительностью более 10 т/ч; в графе 5 большие значения — при отсутствии средств уменьшения уноса, меньшие — при остром дутье и наличии возврата уноса, а также для котлов производительностью 25—35 т/ч.

$$P_{CO} = 0,001 * 12,15 * 32 * (1 - 0/100) = 0,389$$

C_{CO} – выброс оксида углерода при утилизации топлива (кг/т) рассчитывается по формуле:

$$C_{CO} = q_3 * R * Q_i^r \quad (3.9)$$

R – потери теплоты при неполноте сгорания топлива (химической, механической), обусловленной наличием в продуктах сгорания оксида углерода.

Для твердого топлива – 1, для газа – 0,5, для мазута – 0,65;

Q_i^r – минимальная теплота сгорания топлива, минимальная теплота сгорания ПНГ 48,6 МДж/кг.

$$C_{CO} = 0,5 * 48,6 * 0,5 = 12,15$$

Оксиды азота

Концентрацию оксидов азота (в пересчете на NO_2), выбрасываемых в единицу времени (г/с), рассчитывается по формуле:

$$П_{NO_2} = 0.001 * B * Q_i^r * K_{NO_2} * (1 - \beta) \quad (3.10)$$

где B – расход топлива по агрегатному состоянию (т/год, т/ч, г/с);

K_{NO_2} – параметр, описывающий концентрацию оксидов азота, образующихся на 1 ГДж теплоты (кг/ГДж), находится по рисунку 4.1;

β – коэффициент, который зависит от степени снижения выбросов оксида азота в результате применения технических модификаций.

$$П_{NO_2} = 0.001 * 32 * 48,6 * 0,09 * (1 - 0) = 0,14$$

Расчет скорости газов на выходе из дымовой трубы вычисляется по формуле $м^3/с$:

$$V_r = V_n + (a - 1) * V \quad (3.11)$$

V_n - кол-во продуктов сгорания при $a=1$, для природного газа;

a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах;

V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа.

Данные получены в результате лабораторных измерений.

$$V_r = 11,35 + (1,3 - 1) * 10,62 = 14,536$$

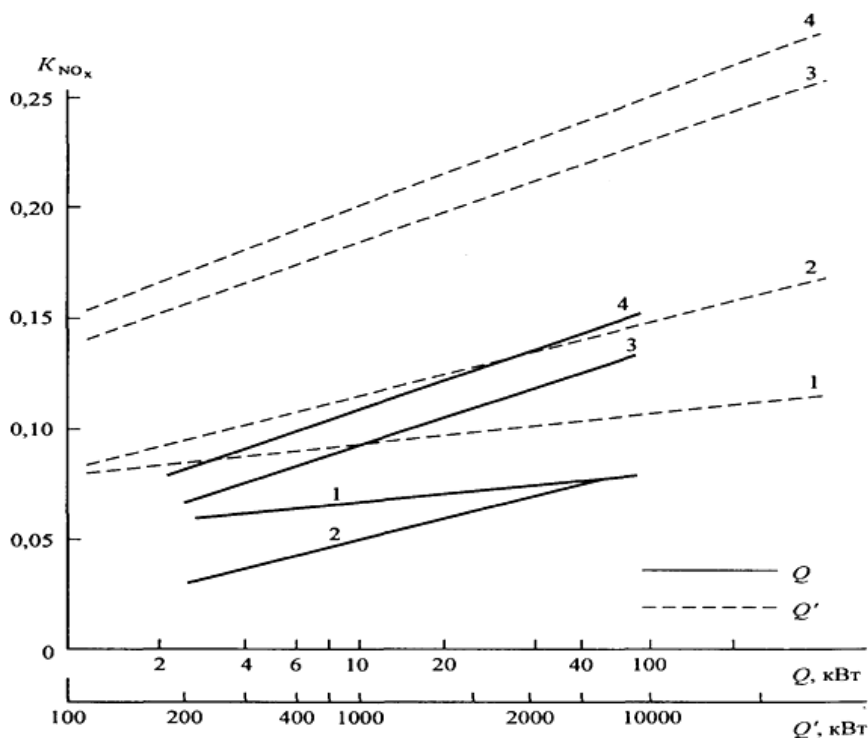
Объем газов на выходе из дымовой трубы вычисляется по формуле ($м^3/с$):

$$V = B * V_r * (273 + t) / 273 * 3600 \quad (3.12)$$

где B - расход топлива, кг/ч

t - температура уходящих газов получена в результате лабораторных измерений.

$$V = 86,72 * 14,536 * \frac{(273 + 70)}{273} * 3600 = 0,44$$



Зависимость K_{NO_2} от тепловой мощности котлоагрегата:
 1 – природный газ; 2 – антрацит; 3 – бурый уголь; 4 – каменный уголь.

Рисунок 3.1 – Зависимость K_{NO_2} от тепловой мощности котлоагрегата

Примечание [А6]: Перед названием рисунка

3.3 Расчет газопоршневой установки

Суммарное количество молекул оксидов азота NO_x в пересчете на NO_2 , выбрасываемых в окружающую среду с отработавшими газами газотурбинных установок, M_{NO_x} вычисляют по соотношению (г/с):

$$M_{NO_x} = C_{NO_x} * V_{сг} * B * k_n \quad (3.13)$$

где C_{NO_x} - концентрация оксидов азота в выхлопных газах в пересчете на NO_2 , мг/нм³;

$V_{сг}$ - объем сухих выхлопных газов за турбиной, нм³/кг топлива (нм³/нм³ топлива). B - расход топлива в камере сгорания, т/ч (тыс. нм³/ч) при вычислении количества вредных веществ в граммах в секунду берется в т/ч (тыс. нм³/ч), при вычислении в тоннах берется (тыс. нм³);

k_n - коэффициент пересчета, при вычислении выбросов в г/с $k_n = 0,278 \cdot 10^{-3}$; при вычислении выбросов в т $k_n = 10^{-6}$.

В таблице (3.9) приведены концентрации оксидов азота C_{NO_x} (в пересчете на NO_2) в выхлопных газах газотурбинных установок на номинальных режимах для некоторых действующих установок.

Таблица 3.9 - Концентрации оксидов азота C_{NO_x} в выхлопных газах газотурбинных установок на номинальных режимах

Примечание [A7]: Название таблицы

Тип ГТУ	Тип камеры сгорания	Вид топлива	Коэффициент $\alpha_{от}^H$	Содержание кислорода в продуктах сгорания, %	Концентрация оксидов азота, $c_{NO_x}^H$, мг/нм ³	
					без совершенствования конструкций камер сгорания	с изменением конструкции
ГТ-100-750 ЛМЗ	регистравая, блочная	газотурбинное	4,1	15,9	275	-
ГТ-35-770 ХТЗ	регистравая, выносная	газ, газотурбинное	4,6	16,4	225	-
			4,7	16,5	200	-
ГТ-25-770-П ЛМЗ	регистравая, выносная	газ	5,5	17,0	135	-
ГТГ-12	высокофорсированная, блочная	дизельное	5,1	16,9	190	-
ГТН-25 НЗЛ	микрофакельная, кольцевая	газ	4,1	15,9	85	-
ГТЭ-150 ЛМЗ	высокофорсированная, блочная	газ, газотурбинное	3,5	15,0	220	150
			3,5	15,0	270	210
ГТЭ-45 ХТЗ	регистравая, кольцевая	газ, дизельное и газотурбинное	4,0	15,8	220	100
			4,0	15,8	240	150

$$M_{NO_x} = 220 * 7,34 * 105,54 * 0,001 * 0,00027 = 0,047$$

Объем сухих дымовых газов при нормальных условиях рассчитывается по формуле (нм³/кг):

$$V_{сг} = (V_G^0 - V_{H_2O}^0) + (\alpha_{от} - 1) V^0 \quad (3.14)$$

где V_G^0 - теоретический объем газов, нм³/кг топл. (нм³/нм³ топл.);
 V^0 - теоретически необходимый объем воздуха для горения, (нм³/кг топл.);

$\alpha_{от}$ - коэффициент избытка воздуха в выхлопных газах турбины;

$V_{H_2O}^0$ - теоретический объем паров воды, (нм³/кг топл.).

$$V_{сг} = (0,048 - 0,11) + (3,5 - 1) * 2,96 = 7,34$$

Для газообразного топлива расчет выполняется по соотношению:

$$V^0 = 0,0476[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum (m + \frac{n}{4}) C_m H_n - O_2], \quad (3.15)$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01[H_2 + H_2S + 0,5\sum n C_m H_n + 0,124d_{г.тл}] + 0,0161V^0, \quad (3.16)$$

$$V_r^0 = 0,01[CO_2 + CO + H_2S + \sum m C_m H_n] + 0,79V^0 + \frac{N_2}{100} + V_{H_2O}^0. \quad (3.17)$$

где CO, CO₂, H₂, H₂S, C_mH_n, N₂ и O₂ - соответственно концентрация молекул оксида углерода, диоксида углерода, водорода, сероводорода, углеводородов, азота и кислорода в нефтяном газе, (%);

m и n - количество атомов углерода и водорода соответственно;

d_{г.тл} - влажность попутного газа, отнесенное к 1 нм³ сухого газа, г/нм³.

Химический состав топлива вне зависимости от агрегатного состояния может быть найден по справочнику - М.: Энергоатомиздат, 1991г. или по другим справочникам.

$$V^0 = 0,0476[\sum((1 + \frac{4}{4}) * 0,52 + \dots) - 0] = 2,96,$$

$$V_{H_2O}^0 = 0,01[\sum(4 * 0,52 + \dots) + 124 * 30,3] + 0,0161 * 2,96 = 0,111,$$

$$V_r^0 = 0,01[0,73 + \sum(1 * 0,52 + \dots)] + 0,79 * 2,96 + \frac{4,99}{100} + 0,111 = 0,048.$$

Учитывая установленные отдельными ПДК и для оксида и диоксида азота и учитывая преобразования оксида азота в атмосфере суммарные выбросы оксидов азота разделяются на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ), (г/с):

$$M_{NO_2} = 0,8 M_{NO_x}, \quad (3.18)$$

$$M_{NO} = (1 - 0,8)M_{NO_x} * \frac{\mu_{NO}}{\mu_{NO_2}} = 0,13M_{NO_x}. \quad (3.19)$$

где μ_{NO} и μ_{NO₂} - молекулярный вес NO и NO₂, равный 30 и 46; коэффициент трансформации оксида азота в диоксид - 0,8.

$$M_{NO_2} = 0,8 * 0,047 = 0,037,$$

$$M_{NO} = 0,13 * 0,047 = 0,0061.$$

Суммарный объем оксида углерода и несгоревших углеводородов в

Примечание [A8]: Почему нумерация вдруг началась с 4

пересчете на метан M_{CO} и M_{CH_4} , г/с, выбрасываемых в окружающую среду с выхлопными газами газотурбинных установок, вычисляем по соотношениям, г/с:

$$M_{CO} = I_{CO} * B, \quad (3.20)$$

$$M_{CH_4} = I_{CH_4} * B. \quad (3.21)$$

где B – расход топлива в камеры сгорания ГТУ, кг/с;

$$M_{CO} = 5,72 * 0,029 = 0,167,$$

$$M_{CH_4} = 0,31 * 0,029 = 0,0093.$$

I_{CO}, I_{CH_4} – удельные выбросы CO и CH_4 , которые находятся по соотношению г/кг:

$$I_{CO} = \alpha_{CO} * q_3^{n_{CO}}, \quad (3.22)$$

$$I_{CH_4} = \alpha_{CH_4} * q_3^{n_{CH_4}}. \quad (3.23)$$

где q_3 – потери тепловой энергии от неполноты сгорания топлива, % ;
 $\alpha_{CO}, \alpha_{CH_4}, n_{CO}, n_{CH_4}$ – коэффициенты, видов сжигаемого топлива.

Для природного газа: $\alpha_{CO} = 22,8, n_{CO} = 0,6, \alpha_{CH_4} = 5,01, n_{CH_4} = 1,2$.

Для рабочих режимов $q_3 = 0,1\%$.

$$I_{CO} = 22,8 * 0,1^{0,6} = 5,72,$$

$$I_{CH_4} = 5,01 * 0,1^{1,2} = 0,31.$$

Таблица 3.10 – Количество выбросов загрязняющих веществ полученное в результате расчетов

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Объем выбросов вредных веществ г/с, т/год					
		Факельная установка		Собственные нужды		Использование 75%	
		г/сек	т/год	г/сек	т/год	г/сек	т/год
0337	Оксид углерода	3,857	1,429	1,429	18,898	2,049	27,094
0301	Диоксид азота	0,578	0,363	0,363	4,806	0,420	5,562
0304	Азота оксид	0,000	0,059	0,059	0,781	0,045	0,595
0328	Сажа	0,385	0,000	0,000	0,000	0,095	1,267
0410	Метан	0,096	0,042	0,042	0,564	0,056	0,753
Всего:		4,918	65,023	1,895	25,050	2,668	35,272

Вследствие (таблица 3.10) проделанных расчетов, очевидно, то что максимальное число выбросов при различных методах применения горючего совершается при сжигании его в факельной конструкции.

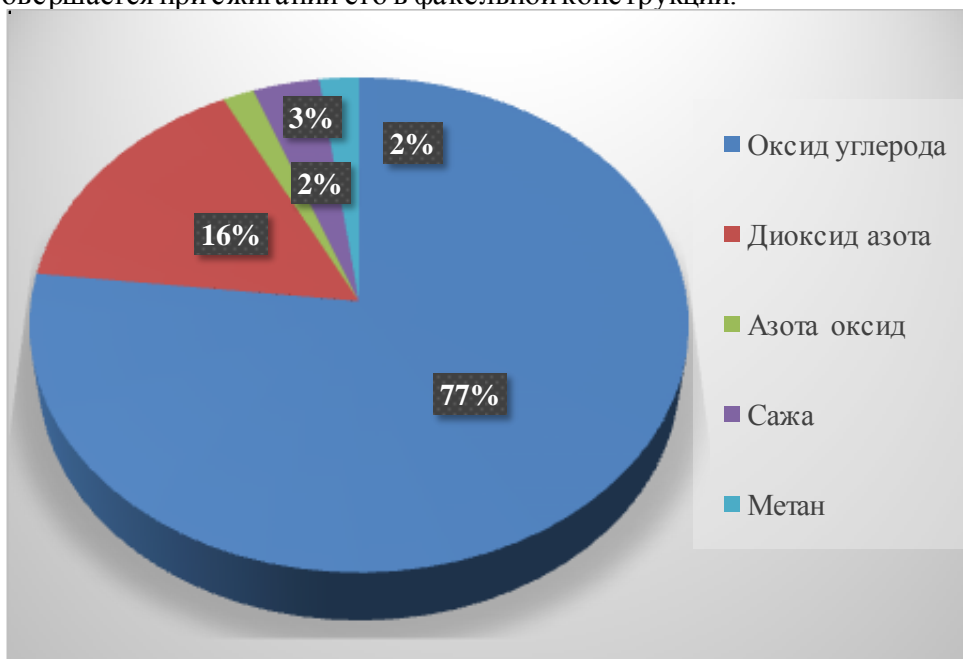


Рисунок 3.2- Доля вклада загрязняющих веществ

Максимальными количествами выбросов (рисунок 4.2) в ходе утилизации ПНГ с абсолютно всех частей имеют соединение углерода 77% также двуокись азота- 16%. Азота соединения, копоть также газ в абсолютно всех вариантах применения обладают часть 2%, 3% , 2% ПНГ в соответствии с этим.

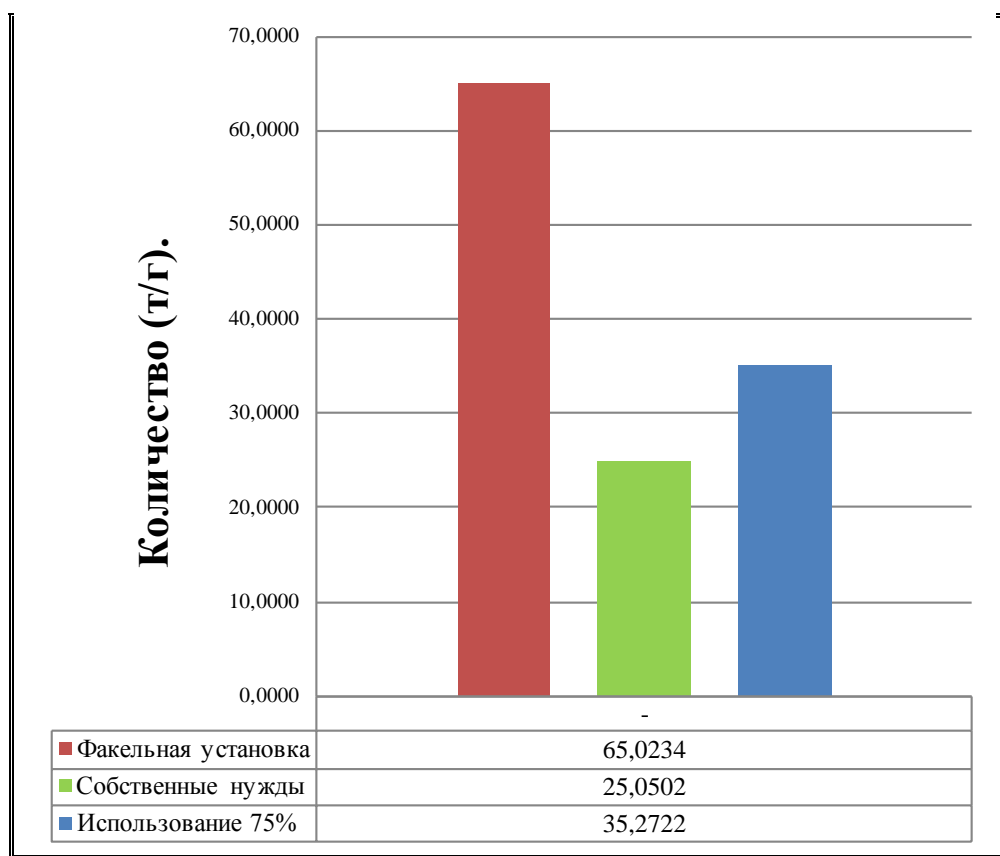


Рисунок 3.3- Выбросы ЗВ при различных способах утилизации

Если взять за основу график рисунка 3.3, возможно четко наблюдать, то что выбросы вредоносных элементов в окружающую среду возможно уменьшить путем снижения сжигания ПНГ в факельных конструкциях, а также применения его как горючее с целью оснащения оборудования. Данный подход не только убавит выбросы, какие негативно влияют на экосистему, однако также станет восполнять потребность в электричестве.

3.4 Определение техногенного воздействия месторождения Алаойл на почву. Технологическая схема получения биокомпоста.

Анализ данных производственного мониторинга окружающей среды месторождения Алаойл позволяет получить практическую информацию для текущего и перспективного воздействия производственных факторов на природные компоненты.

Общее техногенное воздействие на почвы на меторождении Алаойл оценивалось по трем степеням:

а) *незначительное* – локальное химическое загрязнение углеводородами или соответствующими веществами в результате технологических процессов добычи и первичной переработки нефти и газа в пределах, существенно не влияющих на почвенно-геохимические процессы, либо легкое механическое повреждение, выражающиеся в незначительном уплотнении поверхностного почвенного горизонта. Основные морфологические и биологические свойства почв не нарушены;

б) *умеренное* – химическое загрязнение углеводородами или сопутствующими веществами, образующимися в результате технологических процессов добычи и первичной переработки нефти и газа. Способность почв к самовосстановлению после прекращения техногенного вмешательства сохраняется фрагментное нарушение почвенных разностей;

в) *значительное* – химическое загрязнение углеводородами и сопутствующими веществами, образующимися в результате технологических процессов добычи и переработки нефти, приводящее к битуминизации почв, их вторичное осолонцевание, гибель биоты и т.д. Появляется тенденция к распространению эрозии на сопредельные территории.

Шкала определения степени загрязненности площадей на участках месторождения Алаойл приведена в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Степень загрязненности участков в зависимости от деятельности добывающих производств.

Степень загрязнения	Источники нарушения	Остаточные вещества	Экологический эффект	Внешние проявления
Слабая	Промывочные жидкости, применяемые при бурении	До 1% битуминозных веществ	Проективное покрытия 70% (при естественном зарастании)	-
Средняя	Промывочные жидкости, конденсат	До 2,5% битуминозных веществ	Разряженная растительность (присутствуют индикаторы на засоление)	Выступают белесобурые пятна
Сильная	Промывочные жидкости нефть	Сульфатно-хлоридное засоление (сухой остаток 1%) битуминозных веществ до 3,7%	Частичное выпадение растительности	Просматриваются нефтяные пятна
Очень сильная	Аварийная ситуация с выбросом на поверхность сильно-минерализованных вод и нефти	Значительное сульфатно-хлоридное засоление (сухой остаток 1%) битуминозных веществ до 5%	Абсолютное выпадение растительности	На поверхности почвы разлив нефти

Шкала определения степени загрязненности участков химическими веществами по суммарному показателю загрязнения приведены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Степень загрязнения земель

Значения показателя (Σc)	Степень загрязнения земель
<2	Допустимая
2-8	Слабая
8-32	Средняя
36-64	Сильная
>64	Очень сильная

Показатель Σc определяется по формуле:

$$\Sigma c = C_i(\text{факт})/C_i(\text{фон}), \text{ где}$$

$C_i(\text{факт})$ – фактическое содержание 1-го токсиканта в почве;

$C_i(\text{фон})$ – значение регионально-фоновое содержание 1-го токсиканта в почве, принимается по таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Фоновое содержание вредных компонентов в почве

Тип почвы	Фоновое содержание вредных компонентов в почве, мг/кг				
	Zn	Cd	Pb	Hg	Cu
Дерново-подзолистые песчаные и супесчаные	28	0,05	6	0,05	8
Дерново-подзолистые суглинистые и глини- стые	45	0,12	15	0,10	15

В связи с отсутствием ПДК нефти фоновое содержание в почвах приравнивается к 0,01 мг/кг.

При проведении исследований на месторождении Алаойл оценка степени загрязнения земель осуществлена по суммарному показателю загрязнения.

Результаты определения степени техногенного воздействия добычи нефти на окружающую среду .

Как известно, воздействия нефтепромысла на почвы может происходить в 2-х формах: нарушении и загрязнении.

На месторождении Алаойл наблюдаются две формы воздействия. Установлено, что основными факторами деградации почвенно-растительного покрова являются механические повреждения.

Довольно сильно изменился растительный вблизи скважин, то есть непосредственно на техногенной площадке:

1) в микропонижениях ранее залитых минерализованной водой, на участках, где растительность отсутствовала, формируются односолянковые группировки;

2) в микропонижениях, также ранее залитых минерализованными водами, но где уже имелся растительный покров, отмечается перестройка сообщества в сторону полынно-солянковый;

3) на техногенных солончиках в западных, залитых минерализованными водами, водой редкие угнетенного гребенщика и тростники.

Таким образом, на месторождении Алаойл загрязненность почвы в зависимости от характера загрязнителей – нефти, бурового шлама, буровых растворов, минерализованных вод, механической деградации и так далее делятся на следующие типы:

- почвы, загрязненными разливами нефти;
- почвы, загрязненные промывочной жидкостью в нефтью;
- почвы, загрязненные минерализованными и пластовыми водами;
- почвы, загрязненные буровыми шламами;
- почвы, загрязненные при транспортировке нефти и так далее.

Виды и степень загрязнения почвы, их влияние на растения и растительный покров нефти и нефтепродуктов месторождения Алаойл показаны в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Виды и степень загрязнения почвы месторождения Алаойл.

Источники загрязнения	Экологический эффект	Внешние проявления	Степень загрязнения
Нефтяной шлам	Некрозы на листьях, уменьшения размеров, изменение окраски листовых пластин. Общая аномалия	Как будто почва асфальтирована	Слабая
Минерализованная и пластовая вода	Почти все растения погибают	Угнетения, выражающиеся в уменьшении их размеров	Средняя
Промывочная жидкость нефти	Частичное выпадение растительности	Просматриваются нефтяные пятна	Сильная
Транспортировка	Растительность уничтожена полностью	Нефть находится в виде луж на поверхностях почвы	Очень сильная

В целом в результате активной деятельности ТОО «Мадот Ойл» техногенные воздействия на окружающую среду имеют комплексный характер. Характер техногенного воздействия при добыче и транспортировке на окружающую среду с учетом их многообразия, структурную модель нефтегазового загрязнения в первом приближении можно представить в виде схемы, представленной на рисунке 3.4.

Как видно из рисунка, загрязнение экосистемы влечет за собой ошутимое воздействие на здоровье человека, снижение производства продукции сельского хозяйства, рост затрат на восстановление ресурсов и ухудшение окружающей среды.

Примечание [A9]: И где этот рисунок?

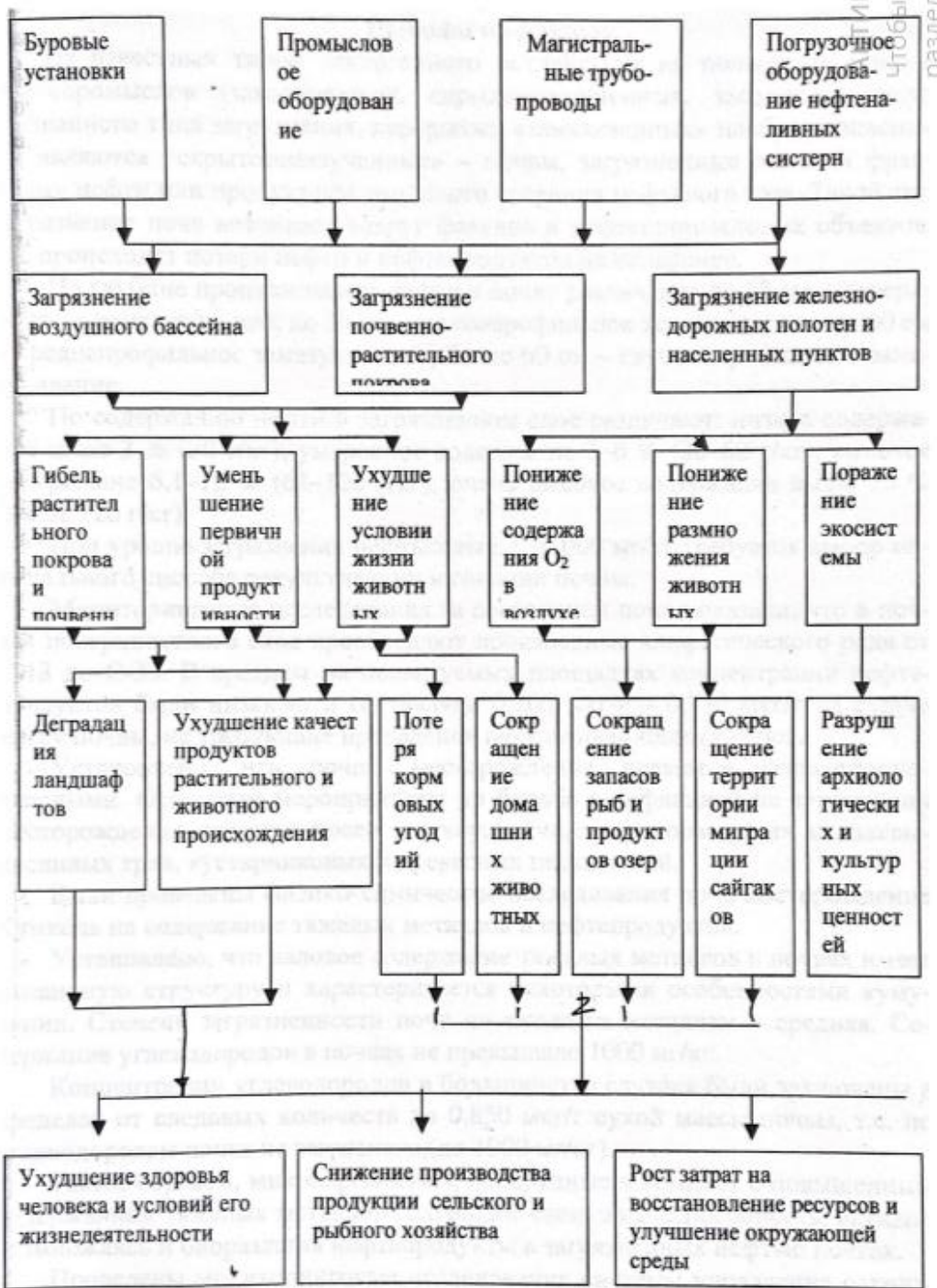


Рисунок 3.4 – Структурная модель нефтегазового загрязнения окружающей среды в результате деятельности ТОО «Мадот Ойл».

Технологическая схема получения биокомпоста и механизм образования биопрепарата.

Как известно, для восстановления разрушенного слоя почвы в естественных условиях требуются сотни, тысячи лет. Поэтому необходимо разрабатывать перспективные агротехнические, фитомелиоративные методы и микробиологические способы очистки почв от нефтяных загрязнений, способствующие ускорению процессов очищения и восстановления почвенного покрова.

Наиболее приемлимым методом биологической утилизации углеводородосодержащих отходов является компостирование нефтеотходов.

Принцип работы компостирования основан на разложении углеводов микроорганизмами, которые в результате своей жизнедеятельности вырабатывают ферменты, окисляющие один или несколько видов углеводов. Конечными продуктами метаболизма являются CO_2 , H_2O , тепло и большое количество биомассы.

Была разработана технология биокомпостирования нефтезагрязненных грунтов с применением биопрепарата, адаптированным к местным климатическим условиям, типу почвы и углеводородным соединениям.

Технология получения биоактивного препарата на основе местного сырья (рисовой шелухи, куриного помета и пищевых отходов) включает специальную обработку сырья в малогабаритных модульных установках, что делает возможным получение его непосредственно в регионе.

Биологическая активность обеспечивается иммобилизацией поверхности рисовой шелухи адаптированными культурами бактерий-деструкторов – почвенными гетеротрофными микроорганизмами. Вследствие этого почвенные бактерии моментально реагируют на нефтяное загрязнение почвы и отвечают повышением валовой численности и усилением активности. Численность этих микроорганизмов в загрязненной почве достигает порядка $10^5 - 10^8$ кл/г почвы.

На рисунке 3.5 представлена схема производства биопрепарата.

Биопрепарат был разработан и адаптирован нами ранее для очистки сточных вод, содержащих нефтепродукты.

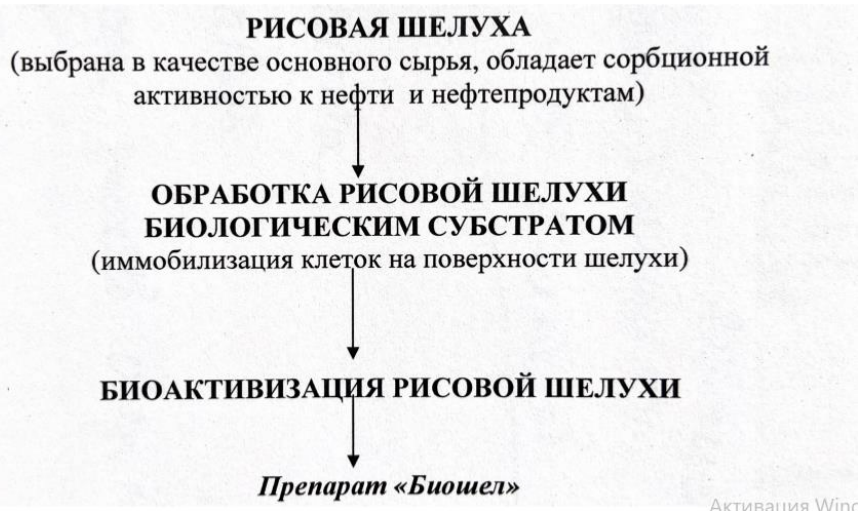


Рисунок 3.5 – Принципиальная схема производства биопрепарата

Биоактивная рисовая шелуха, т.е. «Биошелл», используется как биопрепарат для разрушения нефтепродуктов в почве, так и в качестве биоактиватора пищевых отходов, образующиеся в вахтовых поселках нефтяников.

Использование биоактивированных пищевых отходов для биокомпостирования замазученных грунтов осуществляется на месте образования отходов и достигается весьма дешево.

Для того, чтобы использовать пищевые отходы в качестве биопрепарата их предварительно обрабатывают в специальных условиях в присутствии препарата "Биошелл". Его же используют в качестве «биозакваски» пищевых отходов.

Таким образом, предварительно иммобилизованные пищевые отходы в дальнейшем используются в качестве биодеструктора нефтепродуктов в составе замазученного грунта.

Особенность биокомпостирования нефтезагрязненных земельных ресурсов заключается в том, что используемые «биоактиваторы» - «Биошелл» и «биозакваска» - в свою очередь являются отходами. Наряду с этим использование многотоннажных возобновляемых отходов растительного и пищевого происхождения для восстановления нефтезагрязненных земельных участков существенно дешевле и проще по сравнению с известными процессами.

Метод биотехнологического компостирования рисовой шелухи основан на биоразложении целлюлозно-лигниновой клетчатки шелухи в помощью целлюлозоразрушающих почвенных микроорганизмов. Получение биокомпоста довольно сложный процесс, который включает несколько биохимических и биотехнологических стадий.

На рисунке 3.6 приведена технологическая схема получения биокомпоста из рисовой шелухи.

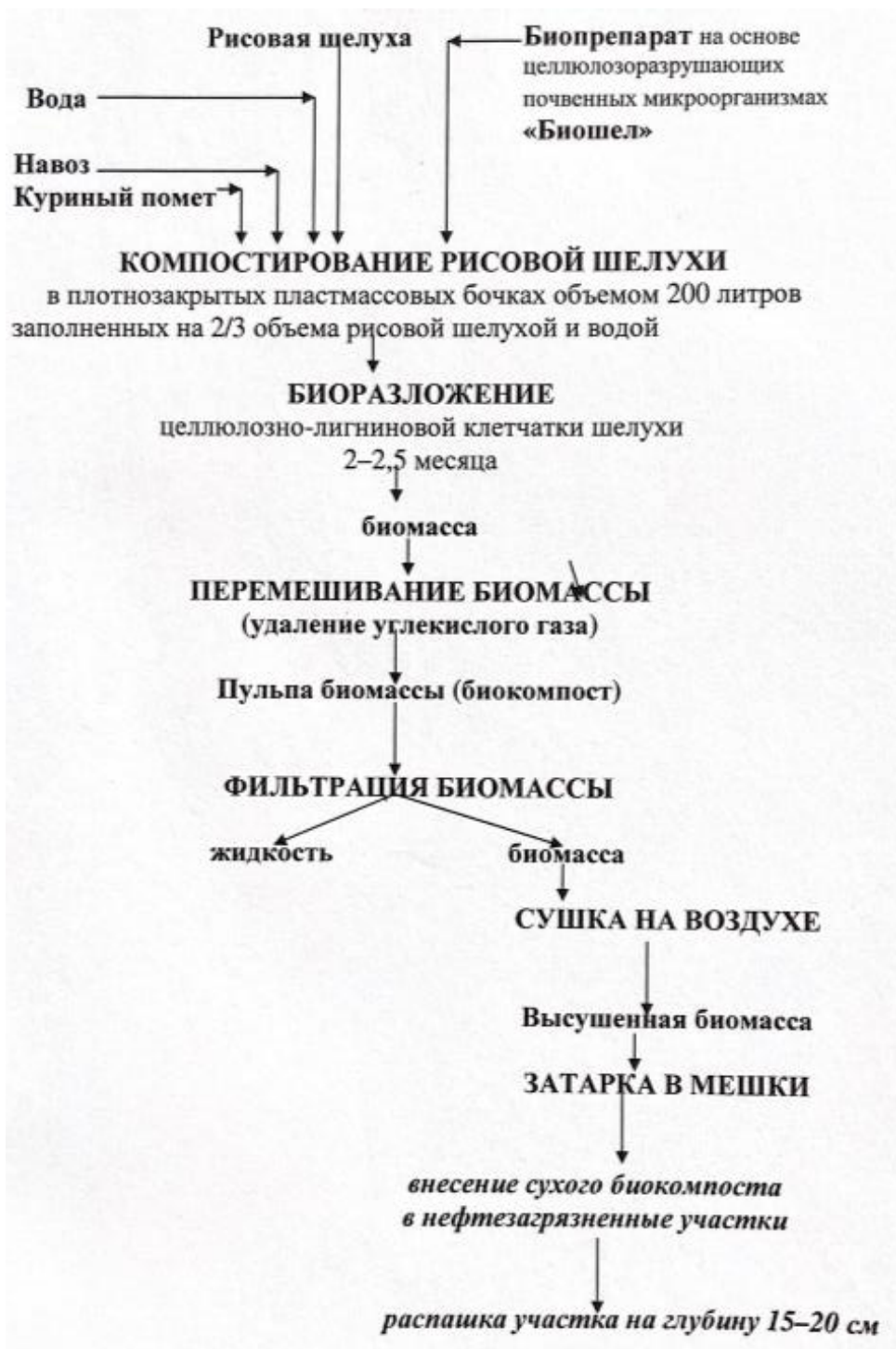


Рисунок 3.6 - Технологическая схема получения биокомпоста из рисовой шелухи.

На рисунке 3.7 представлена технологическая схема утилизации нефтеотходов и использование в качестве вторичного сырья.



Рисунок 3.7 – Технологическая схема утилизации нефтеотходов и использование в качестве вторичного сырья.

Эффективность данного проекта биорекультивации нефтеотходов по сравнению с ранее известными проектами достигается благодаря использованию биопрепаратов собственного производства, а также пищевых отходов нефтедобывающих вахтовых поселков.

4. Безопасность жизнедеятельности

Основной метод защиты от опасных факторов чрезвычайных ситуациях на нефтяном месторождении или на любом другом предприятии является своевременная эвакуация и рассредоточение рабочих из опасных областей и зон бедствий.

Эвакуация представляет собой комплекс мероприятий по выводу или вывозу рабочего персонала предприятий из районов ЧС, а также жизнеобеспечение эвакуированных в районе нахождения.

Во время проектирования зданий и сооружений основной задачей является создание наиболее легких условий для движения человека при возможной чрезвычайной ситуации и сохранение его целостности. Вынужденное перемещение персонала в сторону выхода возникает в связи с необходимостью покинуть помещение или здание из-за возникшей опасности (пожар, авария и т.п.).

Вынужденное движение к выходу имеет свои специфические особенности, которые обязательно нужно предусмотреть для безопасности персонала. По открытым данным известно, что в США ежегодно из за пожаров погибает более 10000 человек. Известно, что основное число жертв приходится на пожары в сооружениях с массовым скоплением людей. Число жертв при пожаре в городе Кемерово в России, который произошел относительно недавно, превышает 60 человек. Такое большое количество жертв могло быть следствием не отлаженной системы эвакуации[9].

Спецификой вынужденной эвакуации является то, что при возникновении пожара даже в начальной стадии, людям угрожает опасность в результате того, что при пожаре выделяется большое количество теплоты, продукты полного и неполного сгорания, вредные вещества, может случиться обрушение здания, что угрожает жизни и здоровью человека. Поэтому при проектировании зданий необходимо обеспечить эвакуацию людей, при чрезвычайных ситуациях, в кратчайшие сроки.

Вторая особенность это то, что люди в силу угрожающей им опасности инстинктивно начинают двигаться одновременно в одном направлении в сторону выходов, при известном проявлении физических усилий у части движущихся. Такое движение приводит к заполнению или перекрытию проходов из за большой плотности людских потоков. Если плотность потоков увеличивается, то скорость движения снижается, что создает вполне определенный ритм и объективность процесса движения. Если при спокойном движении процесс эвакуации носит произвольный характер (человек может двигаться когда хочет и когда хочет), то при вынужденной эвакуации это становится невозможным.

Показателем эффективности процесса вынужденной эвакуации является время, в течение которого люди покидают здание или сооружение в котором бушует пожар[9].

Безопасность эвакуации будет считаться достигнутой в том случае, если длительность эвакуации людей из всех помещений или зданий в целом будет меньше длительности пожара, по истечении которой возникнет угроза безопасности человека.

Быстрота и безопасность эвакуации может быть достигнута конструктивно-планировочными и организационными действиями, которые нормируются соответствующими строительными нормами и правилами [10].

Надо понимать то, что при необходимой эвакуации не все двери, лестница или проем обеспечивают быструю и безопасную эвакуацию (несквозной коридор, дверь в другую комнату без выхода, окно др.). Нормы проектирования включают понятия «эвакуационный выход» и «эвакуационный путь».

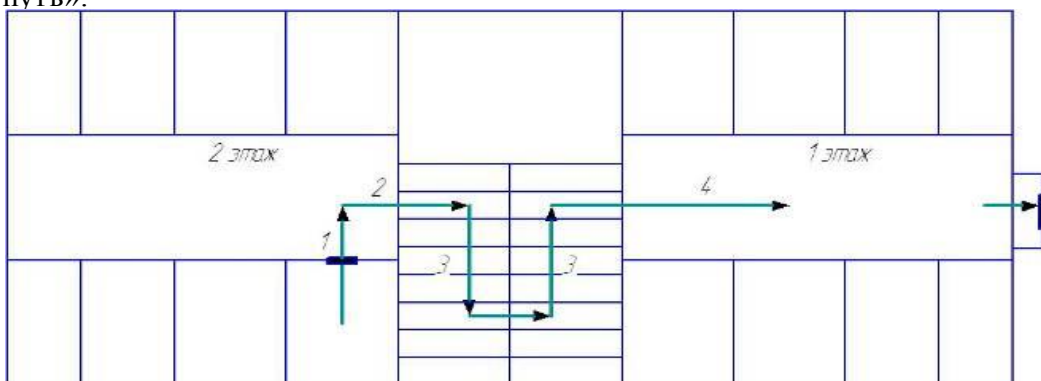


Рисунок 4.1 - Схема эвакуации работников в случае ЧС:
(1, 2, 3, 4) – этапы эвакуации

Таблица 4.1 – Исходные данные.

Этажность здания	Тип здания	Размеры	Ширина коридор	Ширина лестничной клетки	Длина лестничной клетки	Кол-во сотрудников
2	кирпичное	15×32	4 м.	3,0 м.	18 м.	10/88/68

Схема эвакуации сотрудников представлена в приложении 1.
где 1,2,3,4,5 – этапы эвакуации.

4.1 Методика расчета времени эвакуации

При возникновении пожара опасность для человека составляют высокие температуры, снижение концентрации кислорода в воздухе помещений и возможность потери видимости вследствие задымления зданий.

Время достижения критических для человека температур и концентраций кислорода на пожаре именуется критической продолжительностью пожара и обозначается $\tau_{n.k.}$ [11].

Критическая продолжительность пожара зависит от многих переменных:

$$\tau_{n.k.} = f(W_{\text{пом}}, c, t_{\text{кр}}, t_{\text{н}}, \varphi, \theta, f, n, v) \quad (4.1.1)$$

где $W_{\text{пом}}$ – объем воздуха в рассматриваемом здании или помещении, м³ (80 % от объема кабинета = 123,2 м³);
 c – удельная изобарная теплоемкость газа, кДж/кг-град;
 $t_{\text{кр}}$ – критическая для человека температура, равная 70°C;
 $t_{\text{н}}$ – начальная температура воздуха, °C;
 φ – коэффициент, характеризующий потери тепла на нагрев конструкций и окружающих предметов принимается в среднем равным 0,5;
 Q – теплота сгорания веществ, кДж/кг, (приложение В);
 f – площадь поверхности горения, м²;
 n – весовая скорость горения, кг/м²-мин (приложение В);
 v – линейная скорость распространения огня по поверхности горючих веществ, м/мин (приложение Г).

Для определения критической продолжительности пожара по температуре в производственных зданиях с применением легковоспламеняющихся и горючих жидкостей можно воспользоваться формулой, полученной на основании уравнения теплового баланса:

$$\tau_{n.k.} = \frac{W_{\text{пом}} \times c \times (t_{\text{кр}} - t_{\text{н}})}{(1 - \varphi) \times Q \times f \times n} \quad (4.1.2)$$

Свободный объем помещения соответствует разности между геометрическим объемом и объемом оборудования или предметов, находящихся внутри. Если рассчитывать свободный объем невозможно, допускается принимать его равным 80% геометрического объема.

Удельная теплоемкость сухого воздуха при атмосферном давлении 760 мм. рт. ст., согласно табличным данным, составляет 1005 кДж/кг-град при температуре от 0 до 60°C и 1009 кДж/кг-град при температуре от 60 до 120°C.

Применительно к производственным и гражданским зданиям с применением твердых горючих веществ критическая продолжительность пожара определяется по формуле:

$$\tau_{n.k.} = \sqrt[3]{\frac{W_{\text{пом}} \times c \times (t_{\text{кр}} - t_{\text{н}})}{(1 - \varphi) \times Q \times v^2 \times \pi \times n}} \quad (4.1.3)$$

По снижению концентрации кислорода в воздухе помещения критическую продолжительность пожара определяют по формуле:

$$\tau_{n.k.}^{O_2} = \sqrt[3]{\frac{(0,01)^{-1} \times W_{\text{пюм}}}{\pi \times n \times W_{O_2} \times V^2}} \quad (4.1.4)$$

где W_{O_2} – расход кислорода на сгорание 1 кг горючих веществ, м /кг, согласно теоретическому расчету составляет 4,76 об мин.

Линейная скорость распространения огня при пожарах, по данным ВНИИПО, составляет 0,33–6,0 м/мин, более точные данные для разных материалов представлены в приложении Г.

Критические продолжительности пожара по потере видимости и по каждому из газообразных токсичных продуктов горения больше, чем вышеперечисленные предыдущие, поэтому в расчет не принимаются.

Из полученных в результате расчетов значений критической продолжительности пожара выбирается минимальное:

$$\tau_{n.k.}^1 = \min\{\tau_{n.k.}; \tau_{n.k.}^{O_2}\} \quad (4.1.5)$$

Допустимую продолжительность эвакуации определяют по формулам:

$$\tau_{\text{доп}}^1 = m \tau_{n.k.}^1$$

где $\tau_{n.k.}$ и $\tau_{n.k.}^{O_2}$ – соответственно допустимая продолжительность эвакуации и критическая продолжительность пожара при эвакуации, мин;

m – коэффициент безопасности, зависящий от степени противопожарной защиты здания, его назначения и свойств горючих веществ, образующихся в производстве или являющихся предметом обстановки помещений или их отделки.

Значение коэффициента m рекомендуется устанавливать в зависимости от степени надежности средств противопожарной защиты рассматриваемого здания [3].

В производственных зданиях при наличии средств автоматического тушения и оповещения о пожаре $m = 2,0$. В производственных зданиях при отсутствии средств автоматического тушения и оповещения о пожаре $m = 1,0$.

При размещении производственных и других процессов в зданиях III степени огнестойкости $m = 0,65 - 0,7$.

Критическая продолжительность пожара для здания в целом устанавливается в зависимости от времени проникновения продуктов горения и возможной потери видимости в коммунальных помещениях, размещаемых до выхода из здания.

В начале эвакуации решающим фактором для определения критической продолжительности пожара является воздействие тепла на организм человека или снижение концентрации кислорода.

Допустимую продолжительность эвакуации рекомендуется принимать соответственно 2,8 и 3 мин – в зданиях II степени огнестойкости; 1 мин – в

зданиях IV и V степени огнестойкости. В зданиях, в которых не может быть обеспечена эвакуация людей в течении указанного времени, должны приниматься меры по созданию незадымляемых эвакуационных путей.

4.2 Расчет времени эвакуации

Продолжительность эвакуации людей до выхода наружу из здания определяют по протяженности путей эвакуации и пропускной способности дверей и лестниц. Расчет ведется для условий, что на путях эвакуации плотности потоков равномерны и достигают максимальных значений.

Согласно ГОСТ 12.1.004–91, общее время эвакуации людей складывается из интервала «времени от возникновения пожара до начала эвакуации людей», $t_{н.э.}$, и расчетного времени эвакуации, t_p , которое представляет собой сумму времени движения людского потока по отдельным участкам (t_i) его маршрута от места нахождения людей в момент начала эвакуации до эвакуационных выходов из помещения, с этажа, из здания.

Ввиду того что продолжительность этого этапа существенно влияет на общее время эвакуации, очень важно знать, какие факторы определяют его величину (следует иметь в виду, что большинство этих факторов также будут влиять на протяжении всего процесса эвакуации). Опираясь на существующие работы в этой области, можно выделить следующие:

- состояние человека: устойчивые факторы (ограничение органов чувств, физические ограничения, временные факторы (сон/бодрствование), усталость, стресс, а также состояние опьянения);
- система оповещения;
- действия персонала;
- социальные и родственные связи человека;
- противопожарный тренинг и обучение;
- тип здания.

Время задержки начала эвакуации берется согласно приложению Д.

Расчетное время эвакуации людей (t_p) следует определять как сумму времени движения людского потока по отдельным участкам пути t_j :

$$t_p = t_{н.э.} + t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_i \quad (4.2.1)$$

где $t_{н.э.}$ – время задержки начала эвакуации;

t_1 – время движения людского потока на первом участке, мин;

t_2, t_3, \dots, t_i – время движения людского потока на каждом из следующих после первого участком пути, мин.

При расчете весь путь движения людского потока подразделяется на участки (проход, коридор, дверной проем, лестничный марш, тамбур) длиной l , и шириной b_j . Начальными участками являются проходы между рабочими местами, оборудованием, рядами кресел и т.п.

При определении расчетного времени длина и ширина каждого участка пути эвакуации принимаются по проекту. Длина пути по лестничным маршам, а также по пандусам измеряется по длине марша. Длина пути в дверном проеме принимается равной нулю. Проем, расположенный в стене толщиной более 0,7 м, а также тамбур следует считать самостоятельным участком горизонтального пути, имеющим конечную длину.

Время движения людского потока по первому участку пути (t_1), мин, вычисляют по формуле:

$$t_1 = \frac{L_1}{V_1} \quad (4.2.2)$$

где L_1 – длина первого участка пути, м;

V_1 – значение скорости движения людского потока по горизонтальному пути на первом участке, определяется в зависимости от относительной плотности D , м²/м².

Плотность людского потока (D) на первом участке пути, м /м, вычисляют по формуле:

$$D_1 = \frac{N_1 \times f}{L_1 \times b_1} \quad (4.2.3)$$

где N_1 – число людей на первом участке, чел.;

f – средняя площадь горизонтальной проекции человека, принимаемая по таблице Е. 1 приложения Е, м²/чел.;

L_1 и b_1 – длина и ширина первого участка пути, м.

Скорость движения людского потока на участка пути, следующих после первого, принимают по таблице Е.2 приложения Е в зависимости от значения интенсивности движения людского потока по каждому из этих участков пути, которое вычисляют для всех участков пути по формуле:

$$q_i = \frac{q_{i-1} \cdot b_{i-1}}{b_i} \quad (4.2.4)$$

При слиянии вначале участка двух и более людских потоков интенсивность движения вычисляют по формуле:

$$q_i = \frac{\sum q_{i-1} \times b_{i-1}}{b_i} \quad (4.2.5)$$

Время движения через проем определяется как частное деления количества людей в потоке на пропускную способность проема:

$$t_d = \frac{N \times f}{q_d \times b} \quad (4.2.6)$$

где q_d – значение интенсивности движения через дверной проём.
Значение времени задержки определяется:

$$t_3 = N \times f \times \left(\frac{1}{q_i \times D \times b_{i-1}} - \frac{1}{q_i \times b_i} \right) \quad (4.2.7)$$

4.3 Практический расчет

По категории помещение относится к группе Д и II степени огнестойкости.

Критическая продолжительность пожара по температуре рассчитывается по формуле (4.1.3) с учетом мебели в помещении:

$$\tau_{n.k.} = \sqrt[3]{\frac{W_{\text{пом}} \times c \times (t_{\text{кр}} - t_{\text{н}})}{(1-\varphi) \times \pi \times Q \times n \times V^2}} \quad (4.1.3)$$

$$\tau_{n.k.} = \sqrt[3]{\frac{123,2 \times 1009 \times (70 - 21)}{(1-0,5) \times 3,14 \times 13800 \times 14 \times 0,36^2}} = 5,37 \text{ мин.}$$

Критическая продолжительность пожара по концентрации кислорода рассчитывается по формуле (4.1.4):

$$\tau_{n.k.}^{O_2} = \sqrt[3]{\frac{(0,01)^{-1} \times W_{\text{пом}}}{\pi \times n \times W_{O_2} \times V^2}} \quad (4.1.4)$$

$$\tau_{n.k.}^{O_2} = \sqrt[3]{\frac{100 \times 123,2}{3,14 \times 14 \times 4,76 \times 0,36^2}} = 7,69 \text{ мин.}$$

Минимальная продолжительность пожара по температуре составляет 5,37 мин. Допустимая продолжительность эвакуации для данного помещения:

$$\tau_{\text{доп}}^1 = m \tau_{n.k.}^1$$

$$\tau_{\text{доп}}^1 = 1 \times 5,37 = 5,37 \text{ мин.}$$

Время задержки начала эвакуации принимается 4,1 мин. по таблице Д. 1 приложения Д с учетом того, что здание не имеет автоматической системы сигнализации и оповещения о пожаре.

Для определения времени движения людей по первому участку, с учетом габаритных размеров кабинета 5,5×7 м, определяется плотность движения людского потока на первом участке по формуле (4.2.3):

$$D_1 = \frac{N_1 \times f}{L_1 \times b_1} \quad (4.2.3)$$

$$D_1 = \frac{10 \times 0,1}{5,5 \times 7} = 0,025 \text{ м}^2/\text{м}^2.$$

По таблице Е.2 приложения Е скорость движения составляет 100 м/мин, а интенсивность движения найдем с помощью экстраполяции:

$$q_1 = 5 - \frac{5-1}{0,05-0,01} \times (0,05 - 0,025) = 2,5 \text{ м/мин}$$

Таким образом, время движения по первому участку:

$$t_1 = \frac{L_1}{V_1} = \frac{5,5}{100} = 0,055 \text{ мин.}$$

На первом участке расположен дверной проём, длина которого принимается равной нулю. Наибольшая возможная интенсивность движения в проеме при нормальных условиях $g_{\max} = 19,6$ м/мин, интенсивность движения в проеме шириной 1,4 м рассчитывается по формуле (4.2.4):

$$q_{(\text{дв.1})} = \frac{q_{i-1} \cdot b_{i-1}}{b_i} \quad (4.2.3)$$

$$q_{(\text{дв.1})} = \frac{2,5 \times 7}{1,4} = 12,5 \text{ м/мин.}$$

$q_d \leq q_{\max}$, поэтому движение через проем проходит беспрепятственно.

На втором этаже работает 88 человек, но если принять, что люди из 4 помещений, расположенных ближе к выходу уже покинули второй этаж, а люди из 2-х дальних помещений еще не начали движение по коридору, то происходит слияние 2-х потоков из 10 человек. Плотность движения людского потока на втором участке пути эвакуации составит:

$$D_2 = \frac{N_2 \times f}{L_2 \times b_2} = \frac{20 \times 0,1}{18,5 \times 4} = 0,027 \text{ м}^2/\text{м}^2.$$

При слиянии людских потоков расчет интенсивности потока выполняется по формуле (4.2,5):

$$q_2 = \frac{\sum q_1 \times b_1}{b_2} \quad (4.2.3)$$

$$q_2 = \frac{12,5 \times 1,4 + 12,5 \times 1,4}{4} = 8,75 \text{ м/мин.}$$

Используя метод экстраполяции, находим скорость движения людского потока по коридору второго этажа:

$$V_2 = 80 - \frac{80-60}{8-12} \times (8 - 8,75) = 76,25 \text{ м/мин.}$$

Таким образом, время движения людского потока по второму участку будет равняться:

$$t_2 = \frac{L_2}{V_2} = \frac{18,5}{76,25} = 0,242 \text{ мин.}$$

Между вторым и третьим участками расположен дверной проём, ведущий на лестницу. Длину дверного проёма принимаем равной нулю. Интенсивность движения во втором дверном проёме:

$$q_{(\text{дв.2})} = \frac{q_{i-1} \cdot b_{i-1}}{b_i} = \frac{8,75 \times 4}{1,4} = 25 \text{ м/мин.}$$

25 м/мин > q_{max} (19,6м/мин), следовательно, образуется скопление людей и движение людского потока затрудняется. Люди задерживаются на границе смежных участков, поэтому необходимо определить время задержки движения. Значение времени задержки определяется по формуле (4.2.7):

$$t_{31} = 20 \times 0,1 \times \left(\frac{1}{25 \times 0,027 \times 4} - \frac{1}{25 \times 1,4} \right) = 0,684 \text{ мин.}$$

Плотность людского потока на лестничной площадке размером 18×3 составляет:

$$D_3 = \frac{N_3 \times f}{L_3 \times b_3} = \frac{20 \times 0,1}{18 \times 3} = 0.037 \text{ м}^2/\text{м}^2.$$

Для определения скорости движения по лестнице рассчитывается интенсивность движения на третьем участке по формуле (4.2.4):

$$q_i = \frac{q_{i-1} \cdot b_{i-1}}{b_i} \quad (4.2.4)$$

$$q_i = \frac{25 \times 1,4}{3} = 11.66 \text{ м/мин}$$

С помощью экстраполяции находим скорость движения людского потока на лестнице вниз:

$$V_3 = 95 - \frac{95 - 68}{95 - 13,6} \times (9.5 - 11.6) = 81.2 \text{ м/мин.}$$

Время движения по лестнице вниз (3 участок) :

$$t_3 = \frac{L_3}{V_3} = \frac{18}{81.2} = 0,22 \text{ мин.}$$

Третий и четвёртый участки разделены дверным проёмом. Найдём интенсивность движения через дверной проём:

$$q_{(\text{дв.з})} = \frac{q_{i-1} \cdot b_{i-1}}{b_i} = \frac{11,66 \times 3}{4} = 24,98 \text{ м/мин.}$$

$24,98 \text{ м/мин} > q_{\text{max}}$ (19,6м/мин), следовательно, образуется скопление людей и движение людского потока затрудняется. Определяю время задержки движения потока людей по формуле (4.2.7):

$$t_{32} = 20 \times 0,1 \times \left(\frac{1}{24,9 \times 0,259 \times 3} - \frac{1}{24,9 \times 1,4} \right) = 0,047 \text{ мин.}$$

Плотность людского потока на четвертом участке размером 29×4 составит:

$$D_4 = \frac{N_4 \times f}{L_4 \times b_4} = \frac{20 \times 0,1}{29 \times 4} = 0.017 \text{ м}^2/\text{м}^2.$$

Для определения скорости движения по коридору первого этажа найдём интенсивность движения по формуле (4.2.4):

$$q_i = \frac{q_{i-1} \cdot b_{i-1}}{b_i} \quad (4.2.4)$$

$$q_i = \frac{24,98 \times 1,4}{4} = 8,743 \text{ м/мин}$$

С помощью экстраполяции находим скорость движения людского потока на четвертом участке:

$$V_4 = 80 - \frac{80 - 60}{8 - 12} \times (8 - 8,743) = 76,24 \text{ м/мин.}$$

Время движения по четвертому участку:

$$t_4 = \frac{L_4}{V_4} = \frac{29}{76,24} = 0,38 \text{ мин.}$$

Коридор первого этажа переходит в тамбур размером 5×3 м. На этом участке формируется самая большая плотность людей:

$$D_5 = \frac{N_5 \times f}{L_5 \times b_5} = \frac{20 \times 0,1}{5 \times 3} = 0,113 \text{ м}^2/\text{м}^2.$$

Интенсивность движения людского потока в тамбуре:

$$q_i = \frac{q_{i-1} \cdot b_{i-1}}{b_i} = \frac{8,743 \times 4}{3} = 11,65 \text{ м/мин.}$$

Скорость движения людского потока в тамбуре находим с помощью экстраполяции:

$$V_5 = 80 - \frac{80 - 60}{8 - 12} \times (8 - 11,65) = 62 \text{ м/мин.}$$

Время движения по четвертому участку:

$$t_5 = \frac{L_5}{V_5} = \frac{5}{62} = 0,08 \text{ мин.}$$

При максимальной плотности людского потока интенсивность движения через дверной проём на улицу шириной 2 м. – 8,5 м/мин, время движения через него определяется по формуле (4.2.6):

$$t_{d.ул.} = \frac{N \times f}{q_d \times b} \quad (4.2.6)$$

$$t_{d.ул.} = \frac{20 \times 0,1}{8,5 \times 2} = 0,11 \text{ мин.}$$

Расчетное время эвакуации находим по формуле (4.2.1):

$$t_p = t_{н.э.} + t_1 + t_2 + t_{31} + t_3 + t_{32} + t_4 + t_5 + t_{d.ул.} \quad (4.2.1)$$

$$t_p = 4,1 + 0,055 + 0,242 + 0,684 + 0,22 + 0,047 + 0,38 + 0,08 + 0,11 = 5,918 \text{ мин.}$$

По полученным данным, расчетное время эвакуации из кабинетов административного здания при месторождении 5,918 мин. а критическая продолжительность пожара 5,05 мин. Поэтому здание, в котором располагается предприятие, необходимо оборудовать системой оповещения о пожаре, средствами автоматической сигнализации.

5 Исследование воздействия нефтедобывающей отрасли на окружающую среду

Закон РК «Об охране окружающей среды» определяет наличие разрешений как обязательное условие при осуществлении выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, размещении отходов производства и потребления. В то же время для пополнения государственного бюджета введены платежи за загрязнение окружающей среды.

Во предшествующих главах дипломной работы был определен наиболее приемлемый метод утилизации ПНГ - его энергетическая переработка. Это значит как можно больше объема попутного газа необходимо перенаправлять в личные потребности предприятия, с целью формирования электричества и обогрева транспортируемой нефти.

Так же были определена методология очистки почвы от нефтяного загрязнения. Мероприятия по охране недр является важным элементом и составной частью всех технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин, разработке и эксплуатации месторождения. [15].

Используемым оборудованием в данном дипломном проекте являются:

- 1) Устьева печь “УН-0.2”;
- 2) Подогреватель нефти “ППТМ-0,4Г”;
- 3) Газопоршневой генератор “ShenDun 260GF-PWT”;
- 4) Газопоршневой генератор “600GF-T”.

В соответствии с этим в данном разделе велся расчет капитальных затрат для нового оборудования, расчет амортизационных отчислений. Был рассчитан фонд заработной платы, расходы на электроэнергию, тепло и воду, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования, расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, экологическо-экономическая эффективность биорекультивации замазученных земельных ресурсов.

5.1 Расчёт экономической эффективности

Главные исходные данные с целью расплаты финансовой производительности плана и его характеристик предоставлены в таблице 5.1. Цена остатков (материала с целью обработки) составляет 520тг/т.

Таблица 5.1 – Исходные данные к расчёту эффективности проекта

Количество отходов, т/день	Стоимость оборудования, тыс. тенге	
	используемого	устанавливаемого
41	585,2	847,1

5.1.1 Определение капитальных затрат

Капитальные затраты - совокупность цены покупаемого оснащения, транспортно-заготовочных расходов, затраты на установку конструкции и демонтажирования прежнего оснащения. Вычисление финансовложений предоставлен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Расчёт капитальных затрат

Категория	Стоимость			
	используемого		устанавливаемого	
	%	тыс. тенге	%	тыс. тенге
Основное оборудование	-	585,2	-	847,1
Неучтенное оборудование	10%	58,52	-	-
Итого	x	643,72	-	847,1
Транспортно-заготовительные расходы, затраты на монтаж и демонтаж	10%	64,372	25%	211,775
Инструмент, приспособления, инвентарь	%	19,31	3%	25,41
Всего	-	727,4	-	1084,29

Взяв за основу таблицу 5.2, капиталовложения составят:

$$K = 1084,29 + 12,984 + 64,372 = 1098,74 \text{ тыс. тг.}$$

5.1.2 Расчёт амортизационных отчислений

Цена применяемых строений и построек для проекта принимается в объеме 40% от общего количества вновь устанавливаемого и используемого оснащения (таблица 5.2)

$$(654,83 + 859,2) \times 0,4 = 585,43 \text{ тыс. тг.}$$

Вычисление амортизационных отчислений производится для снова покупаемого и применяемого спецоборудования, автотранспорт и приборы (таблица 5.2).

Эталоны амортизации оснащения установлены согласно общепризнанным сведениям. Амортизационные отчисления рассчитаны умножением цены на норму амортизации. Эти вычисления показаны в таблице 5.3.

Подобным способом, совокупность амортизационных отчислений за год выходит на сумму 187,78 тыс. тенге. Данное можно применять для организаций

подобного масштаба как добывание углеводородного материала и НПП на месторождениях.

Таблица 5.3 – Расчет амортизационных отчислений

Вид основных фондов	Норма амортизации, %	Стоимость, тыс. тенге	Сумма амортизации, тыс. тенге
(1)	(2)	(3)	$(2) \times (3)$
			100
Здания, сооружения	1,2	596,32	7,16
Оборудование	8,3	1490,82	123,74
Транспорт	12,5	276,147	34,52
Инструменты	50	44,72	22,36
Итого:		2408,007	187,78

5.1.3 Расчет фонда заработной платы

Число основополагающих сотрудников берется с расчёта 1/130 от общего объема всех главных фондов (таблица 5.4), что выражена в тыс.тенге. Приобретенный итог округляется в наименьшую сторону вплоть до единиц. В нашем случае:

$$2517,015/130 \approx \downarrow 18 \text{ (основ. рабочие)}$$

Число дополнительных работников берется с расчёта 1/3 с основного числа первостепенных работников. Полученный итог округляется в наименьшую сторону вплоть до целого:

$$18/3 \approx \downarrow 6 \text{ (вспомогат. рабочие)}$$

Таблица 5.4 – Расчёт годового фонда заработной платы (ЗП)

Работники	Списочное число, чел.	Средний оклад, тыс. тенге	Годовой фонд ЗП, тыс. тенге
(1)	(2)	(3)	$(2) \times (3) \times 12$
Основные рабочие	18	80	17280
Вспомогательные рабочие	6	75	5400
Руководители, специалисты	4	150	7200
Итого:	29	x	29880

Число управляющих и экспертов берется с расчёта 1/5 с числа основополагающих также добавочных работников. Вычисленный итог округляется в наименьшую сторону вплоть до единиц, однако необходим составлять более 3-х. Вычисление тарифного фонда заработной платы основополагающих работников, добавочных работников, управляющих и

экспертов определен линией перемножения числа на их официальный ежемесячный доход и на число месяцев в промежутке. В таблице 6.4 показано вычисление годового фонда заработной платы.

В соответствии с вычислениям, ежегодный фонд оплаты абсолютно всех сотрудников составит 29880 тыс. тенге.

5.1.4 Расчёт стоимости электроэнергии, тепла и воды

Годичное потребление электричества расценивается согласно 2530 кВт/час, приводящихся на 1-го сотрудника:

$$2530 \times 29 = 72895 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Годичное потребление теплоты проекта расценивается согласно 20 Гкал, приводящихся на 1-го сотрудника:

$$20 \times 29 = 580 \text{ Гкал}$$

Годичное потребление воды проекта расценивается согласно 45 м³, приводящихся на 1-го сотрудника:

$$45 \times 29 = 1305 \text{ м}^3$$

Согласно потребностям электроэнергии, тепла и воды, вычислена их стоимость по данным нынешнего тарифа. Вычисления показаны в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Расчёт стоимости электроэнергии, тепла и воды

Вид ресурса	Расход	Тариф, <u>тг.</u>	Сумма, <u>тг.</u>
(1)	(2)	(3)	(2)×(3)
Электроэнергия	73370	16,02	1175387,4
Тепло, Гкал	580	5176,53	3002387,4
Вода	1305	152,73	199312,65
Итого:			4377087,45

Отталкиваясь от расчетов, единая годовая цена за электричество, тепло и воду выходит в сумму 4377087,45 тг.

5.1.5 Расчёт расходов на содержание и эксплуатацию оборудования

Расходы для обеспечения жизнедеятельности предприятия (услуги посторонних учреждений) также эксплуатация оснащения (цена использованных материалов с целью сервиса) берутся за 6% и 4% в соответствии с заработной платой дополнительных сотрудников.

Отчисления в последующий ремонт оснащения берутся равно как 10% с заработной платы дополнительных работников[15].

Расходы на капитальное восстановление оснащения берутся во объеме 4.5% с итоговой стоимости оснащения, приборов также автотранспорта (таблица 5.3).

В единый социальный платеж принимается 38% с выручки.

Амортизация приборов, оснащения также транспортных денег рассчитана в таблице 5.3, но заработная плата дополнительных работников показана в таблице 5.4.

Все вычисления отображены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Вычисление затрат на обеспечение и использование оборудования

Статья затрат	Сумма, тыс. тенге
Амортизация инструментов, оборудования и транспортных средств (таб. 3)	180,62
Капитальный ремонт (1) ×4,5%	81,279
Зарплата вспомогательных рабочих (таб. 4)	5400
Единый социальный взнос: (3)×38%	2052
Услуги сторонних организаций (3)×6%	324
Стоимость смазочных, обтирочных материалов для оборудования: (3) ×4%	216
Текущий ремонт: (3) ×10%	540
Итого:	8796,89

5.1.6 Расчёт расходов на содержание аппарата управления, зданий и сооружений

Вычисление заработной платы управляющих, экспертов и мастеров, которые находятся в аппарате управления, представлено в таблице 5.4.

Вычисление общего социального взноса схож прошлому расчету.

Обеспечению строений и построек отходит 4 процента, на последующее капитальное восстановление -10% и 2.7% в соответствии с их общей ценой (таблица 5.3). Расходы на охрану труда берутся в объеме 1 тыс. тенге на 1-го работника[15]. Итоги выполненных расчетов показаны в таблице 5.7

Таблица 5.7 Расчёт расходов на содержание аппарата управления, зданий и сооружений

Статья расходов	Сумма, тыс. тенге
Зарплата аппарата	7200
Единый соц. взнос	3420
Амортизация зданий и сооружений	7,16
Содержание зданий, сооружений	23,85
Текущий ремонт (10%)	59,63
Капитальный ремонт (2.7%)	16,1
Охрана труда	31
Итого:	10757,74

5.1.7 Расчёт себестоимости

Номинальная цена сырья и использованных материалов рассчитывается отталкиваясь из числа остатков, отправляющихся на переработку (таблица 6.1), номинального фонда определенного периода и стоимости каждой единицы материала, которая составляет 520 тг/т.

Принимая во внимание календарный фонд времени (365 суток), выходных также праздничных — 114 суток, номинальный фонд времени составит:

$$365-114 = 251 \text{ день,}$$

а цены исходного сырья и материалов будет составлять:

$$30 \cdot 251 \cdot 520 = 3195,6 \text{ тыс.тенге}$$

На транспортно-складские затраты приходятся 9% от цены сырья и использованных материалов, но другие затраты — 1.2% со средств абсолютно всех предшествующих расходов в таблица. 5.8.

Взяв за основу все произведенные вычислений расходов выше, вполне вероятно установить всю первоначальная стоимость продукции проекта.

Данные вычисления содержат статьи, показанные в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Расчёт себестоимости

Статья расходов	Сумма тыс. тенге
Сырьё и материалы отходов	3195,6
Стоимость электроэнергии, тепла и воды	4377,08745
Зарплата основных работников	17280
Единый социальный взнос: (4)×38%	6566,4
Содержание и эксплуатация оборудования	8796,89
Здания и аппарат управления	10757,74
Прочие расходы ((1)+(2)+... (7)) ×1,2 %	615,14
Итого:	51876,47

5.1.8 Расчет чистой прибыли

Для определения объема чистой прибыли из валового дохода следует высчитать налог на доход, которому отводится 20% с валового дохода. Вычисление чистой прибыли с реализации продукции также услуг на примере меторождения представлен в таблице.5.9.

Таблица 5.9 – Расчёт чистой прибыли

Показатель	Сумма, тыс. тенге
Себестоимость продукции и услуг	51876,47
Валовая прибыль	23165,96
Налог на прибыль	4633,19
Чистая прибыль проекта	18532,77

5.2 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

В данной дипломной работе разобраны нюансы, которые объединены тем, что несут неминуемые убытки окружающей среде при безаварийной работе природопользователя, в следствие выбросов загрязняющих элементов в воздух.

Платеж природопользователя за выбросы загрязняющих элементов рассчитывается на основе Налогового кодекса Республики Казахстан и постановления районного маслихата от 29 марта 2018 года № 188 (таблица 5.10).

Таблица 5.10- ставка платы за эмиссии

Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)	Ставки платы за 1 килограмм, (МРП)
Окислы серы	20	
Окислы азота	20	
Свинец и его соединения	3986	
Сероводород	124	
Фенолы	332	
Углеводороды	0,32	
Формальдегид	332	
Окислы углерода	0,32	
Метан	0,02	
Сажа	24	
Окислы железа	30	
Аммиак	24	
Хром шестивалентный	798	
Окислы меди	598	
<u>Бенз(а)пирен</u>		996,6

Для того, чтобы возместить неминуемый вред окружающей среде, в соответствии с Экологическим кодексом, вносятся экономические мероприятия влияния на фирмы согласно охране окружающей среды. С предприятия взыскивается оплата за использование естественных ресурсами и оплата за выбросы, сбросы и расположение загрязняющих элементов. Платежи должны быть заблаговременно отображены в проектных расчетных работах.

Вычисление платежей за выбросы загрязняющих элементов в воздух в промежуток деятельности оборудования показан в таблице 5.11.

Таблица 5.11 - Расчет платы за выбросы ЗВ в атмосферный воздух

Наименование загрязняющих веществ	Величина выбросов вредных веществ, т/год	Ставки платы за 1 тонну	МРП, тенге	Плата за эмиссии, тыс. тенге/год
При использовании газа на собственные нужды				
Оксид углерода	18,898	0,16	2405	7272,0
Диоксид азота	4,806	10	2405	115584,3
Азота оксид	0,781	10	2405	18783,1
Сажа	0	12	2405	0,0
Метан	0,564	0,01	2405	13,6
Итого:				141 652,86
При сжигании газа на факелах				
Оксид углерода	1,4290	14,6	2405	50176,76
Диоксид азота	0,3630	200	2405	174603,30
Азота оксид	0	10	2405	0
Сажа	0,0509	240	2405	4,486
Метан	0,0420	0,8	2405	80,81
Итого:				224 860,98
При использовании 75% газа				
Оксид углерода	27,0940	14,6	2405	10425,77
Диоксид азота	5,5620	10	2405	133766,10
Азота оксид	0,5950	10	2405	14309,62
Сажа	1,2670	12	2405	36565,62
Метан	0,7530	0,01	2405	18,11
Итого:				195 085,35

5.3 Эколого-экономическая эффективность биорекультивации замазученных земельных ресурсов.

Для биокомпостирования 311,33-364,22 тонн замазученных почвогрунтов полученных в результате аварийного разлива нефти на скважине, рассчитывалось необходимое количество оборудования и работников (таблица 5.12), а также виды сырья, необходимые для проведения биологической очистки нефтеотходов (таблица 5.13) и расчет потребности грузового автотранспорта (таблица 5.14).

Общие расходы на биокомпостирование замазученного почвогрунта в денежном выражении составляет 8700000-10710500 тенге (таблица 5.15).

Таблица 5.12 – Перечень оборудования и работников, необходимых для осуществления биовосстановления, с примерными ставками аренды и затрат.

Наименование	Тенге в час	Тенге в день	Тенге в месяц
Трактор МТЗ-80 «Беларусь»	3530	28237,4	592986
Водовоз МАЗ-53373	3387	27099,4	596088
Самосвал КАМАЗ 5511	2118	16948	355902
Рабочие (5 дневка)	263	2103	44163

Таблица 5.13 – Виды сырья, необходимые для проведения биологической очистки нефтезагрязненного грунта

Наименование материала	Цена за единицу	Необходимое количество		Итого стоимость, тенге	
		мин.	макс.	мин.	макс.
Удобрения (т)		2,0	2,5	54000	64500
Вода (м3)	0,48	112 551	119 252	15 500	19 250
«Биошел»(т)		1,0	1,2	300000	500000
Пищевой отход(т)	-	10,0	15,0		

Таблица 5.14 – Расчет потребности грузового автотранспорта

№ п.п	Показатели	Единицы измерения	Количество	
			Технический этап	Биологический этап
1	Объем перевозимых грузов			
1.1	Перевозка удобрений	т		2,0
1.2	Перевозка биопрепаратов	м3		1,2
1.3	Перевозка пищевых отходов	т		45,0
1.4	Перевозка рисовой шелухи	т		2,0
1.5	Перевозка воды	м3		200,0
1.6	Перевозка инструментов и материалов			5,0
1.7	Перевозка людей			5
2	Среднее расстояние перевозки	км		250
3	Количество смен за сутки	-		2
4	Потребное число	шт.		1

	машино-дней			
5	Срок рекультивации	месяц		4
6	Потребное количество автомобилей	шт.		4,0

Таблица 5.15 – Сводная таблица по расчету расходов на биоочистку

Статьи расходов	Затраты минимальные	Затраты максимальные
1	2	3
Подготовка		
Создание кучи биорекультивации	1900000	2 000000
Аренда трактора МТЗ-80	1500000	2 000000
Аренда водовоза	500000	1 000000
Стоимость емкости для полива 25м3	150000	200 000
Лабораторные исследования микроорганизмов в обл. СЭСс	150000	160500
Удобрение, мелиораты и др.	1200000	1 350000
Вода	900000	1000000
«Биошел»	400000	500000
ИТОГО	6700000	8210500
Поддержка		
Рабочие	2000000	2500000
ИТОГО	8700000	10710500

Сравнительные затраты на рекультивацию замасоченных грунтов скважин месторождения Алаойл показывает, что предложенный метод рекультивации по сравнению с существующим методом рекультивации на порядок дешевле (таблица 5.16)

Таблица 5.16 – Сравнительные экономические показатели рекультивации замасоченных грунтов

№	Рекультивация загрязненных участков	Участок скважин	Затраты на 1 тн грунта, в \$	Общие затраты
1	Существующий метод биорекультивации	2079	175	69647,9
2	Предложенный метод	17	92	61538,6-

	биорекультивации		84615,0
--	------------------	--	---------

При этом затраты на 1 тонну загрязненного грунта составляет:

- по существующей технологии 175 долл.;
- по предложенной – 92 долл.

Следует отметить, что по данным экспертов затраты на 1 тонну загрязняющего грунта в мировой практике составляет примерно 200 долл. США.

Подводя итоги по окончанию необходимо выделить, что в экономическом разделе этой дипломной работы была сделана оценка экономической эффективности снижения выбросов и нанесения ущерба окружающей среде, а так же вычисление этапа окупаемости оснащения, предварительное вычисление суммы за выбросы загрязняющих элементов в атмосферу, при расчете которых предусматривались налоговые ставки за 2018 год.

Заключение

В данном дипломном проекте было отображено влияние нефтедобывающей отрасли на состояние окружающей среды на примере месторождения Алайол в Атыраукой области. Были представлены несколько видов технологий бурения нефтяных скважин и способов добычи углеводородного сырья, актуальных для нашей страны.

Был проведен расчет выбросов вредных веществ в атмосферу при распределении попутного нефтяного газа. Расчеты показали, что объем выбросов загрязняющих веществ при процессе сжигания попутного газа намного больше, чем при использовании нефтяного газа в целях содержания предприятия. В результате этого, было предложено применение практики использования нефтяного газа в качестве топлива для содержания деятельности предприятия.

На основе физико-химических свойств нефтепродуктов и состояния почвы на месторождении, была представлена технология рекультивации замасоченных земель путем использования высокоэффективных препаратов, обеспечивающие снижение загрязнения почвенного покрова при разработке нефтяных месторождений.

Основные результаты заключаются в следующем:

1. Установлены и оценены наиболее проблемные экологические ситуации загрязнения земельных ресурсов при аварийном разлиии нефти.
2. Предствлена технология биорекультивации замасоченных земель с использованием биопрепаратов на основе отходов растительного и пищевого происхождения.
3. Определен размер экологического ущерба при аварийном разлиии нефти путем введения поправочного коэффициента, учитывающего объем разлитой нефти, токсичности и т.д.

4. Показаны установленные общие затраты на проведение биоочистки на основе результатов исследования.

Также в данной дипломном проекте был произведен расчет времени экстренной эвакуации в случае ЧС в одном из административных зданий на месторождении. При критической продолжительности пожара 5,05 мин., время экстренной эвакуации при практическом расчете составил 5,918 мин. Поэтому здание, нуждается в обеспечении систем оповещения о пожаре, средствами автоматической сигнализации.

В экономическом разделе этой дипломной работы была сделана оценка экономической эффективности снижения выбросов и нанесения ущерба окружающей среде, вычисление этапа окупаемости оснащения, предварительное вычисление суммы за выбросы загрязняющих элементов в атмосферу, а так же эколого-экономическая эффективность предложенного процесса биоочистки нефтеотходов.

Список литературы

1. Кодекс Республики Казахстан О налогах и других обязательных платежах в бюджет. (Налоговый кодекс) (с изменениями и дополнениями от 24.05.2018 г.)
2. Емельянов А.Г. Основы природопользования - М.: Академия, 2004.
3. Арустамов Э.А. Природопользование.- М.: Изд-во «Дашков и Ко», 2000.
4. У. Лайонза и Г. Плизга. Большой справочник инженера нефтегазодобычи, в двух томах под редакцией М., издательство «Профессия», 2009. с. 117 - 118.
5. Булатов А.И. и др. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов - М: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. с. 265 - 266.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. «Оборудование для добычи нефти и газа». Учебное пособие, Ч.1 - М.:ГУП «Нефть и газ», 2002. с. 95 - 98.
7. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. «Оборудование для добычи нефти и газа». Учебное пособие, Ч.1 - М.:ГУП «Нефть и газ», 2002. с. 95 - 98.
8. Леворсен А. Геология нефти и газа. М Миг., 2004. с. 127 – 130.
9. Пожарная безопасность. Взрывобезопасность. Справочник /А.Н. Баратов, Е.Н. Иванов, А.Я. Корольченко и др. - М.: Химия, 1987 – 272 с.
10. Лебедев В.С., Самойлов Д.Б. др. Справочник инженера пожарной охраны. - М.: Инфра - Инженерия, 2005 – 768 с.
11. Фетисов, П.А. Справочник по пожарной безопасности. – М.: Энергоиздат, 1994 – 262 с.
12. Стадницкий Г.В. Экология: учебник для вузов. – 9-е изд. – СПб.: Химиздат, 2007-288с.
13. Общая токсикология/по ред. Б.А. Курляндского, В.А.Филова.-М.: Медицина, 2002.-531 с.
14. Мазур И.И., Молдаванов О.И. Курс инженерной экологии: Учебник для вузов //Под ред. И.И. Мазура. — М.: Высшая школа, 1997.
15. Папенов К.В. Экономика природопользования. – М.: Изд-во Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, - 2010
16. Ногаев Ш. Н. Разработка технологии рекультивации замасоченных земельных ресурсов в условиях месторождения Алаойл, 25.00.36– «Геология», РК Кызылорда, 2006.

Приложение А. Расчет выбросов от факельной установки

Факельная установка. Расход 75% топлива на собственные нужды						
n	1	УВ - Оксид углерода CO				
h	10 м	УВ - Оксид азота в пересчете на NO ₂				
d	0,08 м	УВ - Метан CH ₄				
T	800 С	УВ - Сажа С				
p	0,9650 кг/м ³					
коэфф.	0,0756					
Час/год	3672 ч/пер	M _{CO} =	0,9586695 г/с		12,67284 т/пер	
За год сжигается:	656 624,0 м ³	M _{CH4} =	0,0239667 г/с		0,316821 т/пер	
Часовой расход:	179 м ³ /ч	M _{NO2} =	0,1438004 г/с		1,900926 т/пер	
Секундный расход: В _г	0,049672 м ³ /с	M _{САЖА} =	0,0958669 г/с		1,267284 т/пер	
M = УВ * G, г/с						
G = 1000 * В * p, г/с	47,933473 г/с					
M _{CO2} = 0,01 * G * {3,67 * n * [C] _м + [C _{O2}] _м } - M _{CO} - M _{CH4} - M _C , г/с			138,9242 г/с		1836,4668 т/г	
n	0,9984					
[C] _м = 12 * ΣXi * [i] * 100 / (100 - [нег])	79,513356 %					
K _C =	0,0000816					
Q _{нк} = 85,5 * [CH4] + 152 [C2H6] + 218 [C3H8] + 283 [C4H10] + 349 [C5H12]				12810,29 ккал/м ³		
V ₁ = В * V _{пс} * (273 + Tr) / 273, м ³ /с	1,7841236			согласно компонентного состава газа		
M - молярная масса	0,026718		1,25 [CH4]	52,66	0,016	
V _{пс} = 1 + α * V _о , м ³ /м ³	9,138529 м ³ /с		2 [C2H6]	16,60	0,03	
			2,75 [C3H8]	11,09	0,044	
a	1		3,5 [C4H10]	8,42	0,058	
			4,25 [C5H12]	2,82	0,072	
V _о	8,138529		5 [C6H14]	0,00	0,086	
W _{нст} = 1,27 * Br/d ² ,	9,8568 м/с		[CO2]	0,73	0,044	
			[N2]	4,99	0,024	

Приложение Б. Расчет выбросов от печи подогрева нефти - «УН-0,2»

Расход 75% попутного газа на собственные нужды					
Печь подогрева нефти установлена на территории месторождения.					
Расход попутного газа		330 000	м ³ ;		
h		8,3	м;		
d		0,45	м;		
T		70	°С;		
r		0,965	г/л;		
коэфф.		0,075648			
Время работы		3672	ч/г;		
Расход газа на печи: В		89,87	м ³ /ч;		
Годовой расход газа: В		318 450,00	кг/г	318,45	т/г
Секундный расход топлива: В		86,72	кг/час	24,1	г/с
	$C_{CO} = q_2 \cdot R \cdot Q^H$			12,1500	кг/г
Q^H	48,6	МДж/кг			
q_2	0,5	%			
R	0,5				
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:					
$П_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_6 / 100)$		0,293	г/с	3,8692	т/г
K_{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным					
$П_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q^H \cdot K_{NO} \cdot (1 - b)$		0,1054	г/с	1,3929	т/г
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)					
$M_{NO_2} = 0,8 M_{NOx}$		диоксид азота-	$M_{NO_2} \cdot П_{NOx} =$		
m_{NO_2}		0,0843	г/с	1,1143	т/г
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$		оксид азота-	$M_{NO} \cdot П_{NOx} =$		
m_{NO}		0,014	г/с	0,1811	т/г
где m_{NO} и m_{NO_2} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;					
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.					
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:					
$V_T = V + (a - 1) \cdot V$, где				14,536	м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа				11,35	м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:				1,3	
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:				10,62	м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:					
$V = \frac{B \cdot V \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$				0,440	м ³ /с
где B - расход топлива, кг/ч					
Скорость газов на выходе из дымовых труб:					
$W = V/F$, где $F = (\pi \cdot d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы				2,77	м/с

Приложение В. Расчет выбросов от печи подогрева нефти-«ПШТМ-0,4Г»

Расход 75% попутного газа на собственные нужды				
Печь подогрева нефти установлена на территории месторождения.				
Расход попутного газа		226 050	м ³ ;	
h		8,3	м;	
d		0,45	м;	
T		70	°C;	
r		0,965	г/л;	
коэфф.		0,075648		
Время работы		3672	ч/г;	
Расход газа на печи: В		61,56	м ³ /ч;	
Годовой расход газа: В		218 138,25	кг/г	218,14 т/г
Секундный расход топлива: В		59,41	кг/час	16,5 г/с
	$C_{CO} = q_2 \cdot R \cdot Q_p^H$			12,1500 кг/г
Q_p^H	48,6	МДж/кг		
q_2	0,5	%		
R	0,5			
Количество оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами печей определяется согласно (10) по следующей формуле:				
$P_{CO} = 0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1 - q_2 / 100)$		0,200	г/с	2,6504 т/г
K_{NO} - параметр, характеризующий количество оксидов азота, образующихся на 1ГДж тепла (кг/ГДж), для печи принимается равным				
$P_{NOx} = 0,001 \cdot B \cdot Q_p^H \cdot K_{NO} \cdot (1 - b)$		0,09		
		0,0722	г/с	0,9541 т/г
В связи с установленными разделами ПДК для оксида и диоксида азота и с учетом трансформации оксида азота в атмосферном воздухе суммарные выбросы оксидов азота разделяется на составляющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ)				
$M_{NOx} = 0,8 M_{NOx}$		диоксид азота-	$M_{NOx} \cdot P_{NOx} =$	
m_{NO}		0,0577	г/с	0,7633 т/г
$M_{NO} = (1 - 0,8) M_{NOx} = 0,13 M_{NOx}$		оксид азота-	$M_{NO} \cdot P_{NOx} =$	
m_{NOx}		0,009	г/с	0,1240 т/г
где m_{NO} и m_{NOx} молекулярный вес NO и NO ₂ , равный 30 и 46 соответственно;				
0,8 - коэффициент трансформации оксида азота в диоксид.				
Расчет объема и скорости газов на выходе из дымовой трубы:				
$V_r = V + (a - 1) \cdot V$, где				14,536 м ³ /кг
V - кол-во продуктов сгорания при a=1, для природного газа				11,35 м ³ /кг
a - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах:				1,3
V – теоретическое кол-во воздуха при сжигании 1 кг топлива для газа:				10,62 м ³ /кг
Объем газов на выходе из дымовой трубы:				
$V = \frac{B \cdot V \cdot (273 + t)}{273 \cdot 3600}$				0,301 м ³ /с
где B - расход топлива, кг/ч				
Скорость газов на выходе из дымовых труб:				
$W = V/F$, где $F = (\pi \cdot d^2) / 4$ - сечение дымовой трубы				1,90 м/с

Приложение Г. Расчет выбросов от ГПУ «Shen Dun».

Исходные данные:				компонентный состав газа :	
расход топлива	B	м ³ /год	301 920,00	CO	0
высота	7	т/год	291,353	CO ₂	0,73
диаметр	0,2	кг/час	79,344	H ₂	0
		г/сек	22,040	H ₂ S	0
плотность газа	p	г/л	0,965	O ₂	0
время работы	T	час/год	3672	CmHn	91,59
C _{NO2}			220	N ₂	4,99
dггг		г/м ³	30,3	S	0
Расчет выбросов оксида и диоксида азота:					
Общий выброс оксида и диоксида азота, вычисляется по формуле:					
$M_{NO_2} = C_{NO_2} \cdot V_{ex} \cdot B \cdot k_n$				г/сек	0,03563
				т/год	2,82358
V _{ex} - теоретический объем дымовых газов, м ³ /кг топл.					
$V_{ex} = 0,01 [CO_2 + CO + H_2S + \Sigma mCmHn] + 0,79V^0 + N_2/100 + V_{H_2O}$					0,04897
V ⁰ - теоретически необходимый объем воздуха, м ³ /кг топл.					
$V^0 = 0,0476 [0,5CO + 0,5H + 1,5H_2S] + \Sigma (m+n/4)CmHn - O_2$					2,96160
V _{H2O} - теоретический объем водяных паров, м ³ /кг топл.					
$V_{H_2O} = 0,01 [H_2 + H_2S + 0,5 \Sigma nCmHn + 0,124dггг] + 0,0161V^0$					0,11110
k _n - коэффициент пересчета			г/сек	0,000278	
			т/год	0,000006	
$V_{ex} = (V^0 - V_{H_2O}) + (a_{ex} - 1)V^0$					7,34186
Диоксид азота:					
Максимально-разовый выброс, г/с					0,02850
Годовой выброс, т/год					2,25886
Оксид азота:					
Максимально-разовый выброс, г/с					0,00463
Годовой выброс, т/год					0,36706
Расчет выбросов окиси углерода и несгоревших углеводородов					
Расход топлива, кг/с					0,0220
Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %				Q3	0,1
Коэффициенты, определяемые видом сжигания топлива				ACO	22,8
				ACH4	5,01
Показатели степени, определяемые видом сжигаемого топлива					
				NCO	0,6
				NCH4	1,2
Метан:					
Удельный выброс углеводородов, г/кг					0,3161
Валовый выброс, т/год					0,0921

Приложение Д. Расчет выбросов от ГПУ «600GF-T».

Исходные данные:				компонентный состав газа :	
расход топлива	B	м ³ /год		CO	0,00
высота	7	т/год	1088,356	CO ₂	0,73
диаметр	0,2	кг/час	296,393	H ₂	0,00
		г/сек	82,331	H ₂ S	0,00
плотность газа	p	г/л	0,965	O ₂	0,00
время работы	T	час/год	3672	CmHn	91,59
C _{NO2}			220	N ₂	4,99
dггт		г/мм ³	30,3	S	0,00
Расчет выбросов оксида и диоксида азота:					
Общий выброс оксида и диоксида азота, вычисляется по формуле:					
$M_{NO_2} = C_{NO_2} * V_{ex} * B * k_{ex}$				г/сек	0,13309
				т/год	10,54754
V _{ex} - теоретический объем дымовых газов, мм ³ /кг топл.					
$V_{ex} = 0,01[CO_2 + CO + H_2S + \Sigma mCmHn] + 0,79V^0 + N_2/100 + V_{H_2O}$					0,04897
V ⁰ - теоретически необходимый объем воздуха, мм ³ /кг топл.					
$V^0 = 0,0476[0,5CO + 0,5H + 1,5H_2S] + \Sigma(m+n/4)CmHn - O_2$					2,96160
V _{H2O} - теоретический объем водяных паров, мм ³ /кг топл.					
$V_{H_2O} = 0,01[H_2 + H_2S + 0,5\Sigma nCmHn + 0,124dггт] + 0,0161V^0$					0,11110
k _{ex} - коэффициент пересчета			г/сек	0,000278	
			т/год	0,000006	
$V_{ex} = (V^0 - V_{H_2O}) * (a_{ex} - 1) V^0$					7,34186
Диоксид азота:					
Максимально-разовый выброс, г/с					0,10647
Годовой выброс, т/год					8,43803
Оксид азота:					
Максимально-разовый выброс, г/с					0,01730
Годовой выброс, т/год					1,37118
Расчет выбросов окиси углерода и несгоревших углеводородов					
Расход топлива, кг/с					0,0823
Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %				Q3	0,1
Коэффициенты, определяемые видом сжигания топлива				ACO	22,8
				ACH4	5,01
Показатели степени, определяемые видом сжигаемого топлива				NCO	0,6
				NCH4	1,2
Метан:					
Удельный выброс углеводородов, г/кг					0,3161
Валовый выброс, т/год					0,3440