

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»

Зав.кафедрой БТИЭ, к.т.н., доцент,

Абикенова А.А.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

## ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

**На тему:** Исследование воздействия переработки попутного газа на окружающую среду

**Специальность:** 5В073100 – Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды

**Выполнил:** Хамза Шыңғыс Саматұлы Группа: БЖД-14-2

**Научный руководитель:** Демеуова А.А. – к.т.н., ст. пр. кафедры БТИЭ

**Консультанты:**

**по экономической части:**

Сатымова М.Е. – ст. преподаватель кафедры Менеджмента и предпринимательства

\_\_\_\_\_ « 05 » \_\_\_\_\_ 2018г.  
(подпись) 06

**по безопасности жизнедеятельности:**

Демеуова А.А. – к.т.н., ст. преподаватель кафедры БТИЭ

\_\_\_\_\_ « 24 » \_\_\_\_\_ 2018г.  
(подпись) 05

**Нормоконтролер:**

Санатова Т.С. – к.т.н., доцент кафедры БТИЭ

\_\_\_\_\_ « 05 » \_\_\_\_\_ 2018г.  
(подпись) 06

**Рецензент:**

Сейтасанов И.С. – к.т.н., доцент КазНАУ

\_\_\_\_\_ « 05 » \_\_\_\_\_ 2018г.  
(подпись) 06

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

Институт: Теплоэнергетики и теплотехники

Кафедра: Безопасность труда и инженерной экологии

Специальность: 5В073100 – Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение дипломного проекта

Студенту: Хамза Шыңғыс Саматулы

Тема проекта: Исследование воздействия переработки попутного газа на окружающую среду

Утверждена приказом по университету №155 от «23» октября 2017 г.

Срок сдачи законченного проекта « 08 » 06 2018 г.

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

1. Характеристика деятельности предприятия;
2. Перечень загрязняющих веществ;
3. Перечень используемого оборудования;
4. Характеристика источников загрязнения.

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

1. Расчет выбросов вредных веществ от факельной установки;
2. Расчет выбросов вредных веществ от печи подогрева нефти;
3. Расчет выбросов вредных веществ от газопоршневой установки;
4. Расчет платежей за эмиссию в атмосферный воздух;
5. Расчет времени эвакуации при пожаре в административном здании.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Схемы арматур при различных способах добычи нефти
2. Схемы печи подогрева нефти
3. Схемы газопоршневого генератора
4. Схема эвакуации сотрудников предприятия

Основная рекомендуемая литература:

1. Экологический кодекс РК
2. РНД 211.2.01.01-97 (ОНД-86). Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий
3. 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).
4. Санатова Т.С., Мананбаева С.Е., - «Экология и устойчивое развитие» - Алматы 2010 г.
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.

Консультации по проекту с указанием относящихся к ним разделов проекта

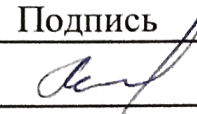
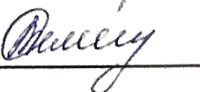

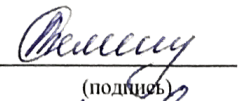
Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Сатымова М.Е.	28.05.-05.06.18	
БЖД	Демеуова А.А.	01.05-24.05.18	

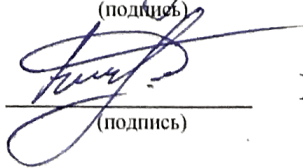
График  
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень	Сроки представления руководителю	Примечание
1. Характеристика технологии добычи нефти в Республике Казахстан	15.02.2018	
2. Описание основных способов добычи нефти	20.02.2018	
3. Характеристика попутного нефтяного газа	23.02.2018	
4. Способы утилизации ПНГ	27.02.2018	
5. Метод обратной закачки	02.03.2018	
6. Энергетическая утилизация ПНГ	15.03.2018	
7. Описание используемого оборудования	04.04.2018	
8. Характеристика печи подогрева нефти	10.04.2018	
9. Характеристика газопоршневой электростанции	13.04.2018	
10. Характеристика факельной установки	22.04.2018	
11. Расчет выбросов вредных веществ	27.04.2018	
12. Расчет факела	30.04.2018	
13. Расчет печи подогрева нефти	02.05.2018	
14. Расчет газо-поршневой установки	05.05.2018	
15. Анализ выбросов вредных веществ по разным видам утилизации	11.05.2018	
16. Экономическая часть	24.05.2018	
17. Безопасность жизнедеятельности	20.05.2018	

Дата выдачи задания «10» 01 2018 г.

Заведующий кафедрой БТИЭ  к.т.н., доцент, Абикенова А.А.  
(подпись)

Научный руководитель проекта  к.т.н., ст. пр. Демеуова А.А.  
(подпись)

Задание принял к исполнению студент  Хамза Ш.С.  
(подпись)

## **Аңдатпа**

Осы дипломдық жобада ілеспе мұнай газын ұтымды және табиғи қоршаған ортаға зиян келтірмей пайдалану тәсілдері қарастырылған. Бірқатар мұнай мен ілеспе газды өндіруге қатысты мәселелер қаралды.

Қазақстан Республикасында көмірсутегі шикізатын өндірудің ерекшеліктері мен негізгі әдістері сипатталған. Атмосфераға отын ретінде ілеспе газды әртүрлі бөліп пайдалану арқылы ластаушы заттар шығарындыларын есептеу жүргізілді. Мұнай газын пайдаланудың ең үнемді тәсілдері зерттелді және оны алау қондырғысында жақпай мұнай жылыту пештермен газ поршенді қондырғыларының энергия көзі ретінде пайдалану ұсынылды.

Экономика бөлімінде атмосфералық ауаға ластаушы заттардың шығарындыларын тастау үшін төлемдер және пайдаланылған техникалық жабдықтардың өтелу мерзімі есептелді.

«Өміртіршілік қауіпсіздігі» бөлімінде мұнай кен орнының қасында орналасқан ғимарат жұмысшыларының эвакуация уақыты анықталады.

## **Аннотация**

В данном дипломном проекте были рассмотрены пути рациональной использования попутного нефтяного газа с наименьшим уроном окружающей природной среде. Был рассмотрен ряд вопросов касающихся добычи нефти и попутного газа.

Описаны характеристики и основные способы добычи углеводородного сырья в Республике Казахстан. Произведены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при различном распределении попутного газа как топлива. Изучены наиболее рентабельные способы утилизации нефтяного газа и было рекомендовано отказаться от сжигания его на факельной установке, в пользу использования в качестве источника энергии для печей подогрева нефти и газопоршневых установок.

В экономической части был выполнен расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух и произведены вычисления периода окупаемости используемого технического оборудования.

В главе «Безопасность жизнедеятельности» определено допустимое время эвакуации рабочего персонала из административного здания при месторождении.

## **Abstract**

In this graduation project, were considered the ways of rational use of associated petroleum gas with the least damage to the natural environment and a number of issues related to oil and associated gas production.

In the project were described the characteristics and main methods of extraction of hydrocarbon raw materials in the Republic of Kazakhstan. Were made the calculations of emissions of pollutants into the air with different distribution of associated gas as fuel. The most cost-effective ways of utilizing petroleum gas were studied and it was recommended that it should not be burned on a flare unit, in favor of using oil and gas piston units as an energy source for furnaces.

In the economic calculation of the payment for emissions of pollutants into the atmospheric air, calculations are made of the payback period of the technical equipment used.

In the chapter life safety is defined the permissible time of evacuation of working personnel from the administrative building at the deposit.

## Содержание

Введение	6
1 Характеристика технологии добычи нефти в Республике Казахстан	7
1.1 Описание основных способов добычи нефти	10
1.2 Фонтанный способ	13
1.3 Газлифт	13
1.4 Глубинно-насосный метод	17
2 Характеристика попутного нефтяного газа	18
2.1 Способы утилизации ПНГ	20
2.1.1 Метод обратной закачки	20
2.1.2 Энергетическая утилизация ПНГ	21
3 Описание используемого оборудования	23
3.1 Характеристика печи подогрева нефти	23
3.2 Характеристика газопоршневой электростанции	26
3.3 Характеристика факельной установки	29
4 Расчет выбросов вредных веществ	31
4.1 Расчет факела	33
4.2 Расчет печи подогрева нефти	36
4.3 Расчет газо-поршневой установки	39
5 Безопасность жизнедеятельности	44
5.1 Метод расчета допустимой продолжительности эвакуации	46
5.2 Метод расчета времени эвакуации	49
5.3 Практический расчет	52
6 Экономическая часть	55
6.1 Расчёт экономической эффективности	55
6.2 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	61
Заключение	63
Список литературы	64
Приложение А	65
Приложение Б	66
Приложение В	67
Приложение Г	68
Приложение Д	69

## Введение

Актуальность. Одной из основных проблем нефтегазовой отрасли страны на данный момент является сжигание попутного нефтяного газа, выделяемого при разработке нефтеносных месторождений. Данная проблема является перекликается с мировой тенденцией сокращения сжигания попутного нефтяного газа. Это способствовало созданию Глобального Партнерства по сокращению сжигания попутного газа (GGFR) в 2002 году. Участники данного партнерства ставят своей целью устранение барьеров, препятствующих сокращению сжигания газа путем применения лучшего международного опыта и реализации специальных программ для каждой страны. Для Казахстана эта проблема имеет более масштабный характер в виду высокого газового фактора, содержащегося в казахстанских нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях.

Рассматривая данную проблему, можно заметить что для многих вопрос утилизации попутного газа (технологический процесс добычи нефти подразумевал горящие факелы, в которых сжигался попутный нефтяной газ и все входящие в него компоненты углеводородов), связан с растратой невозобновляемых энергоресурсов забывая какое негативное воздействие несет сжигание попутного нефтяного газ на окружающую природную среду. Ведь попутный нефтяной газ, представляющий собой смесь газов и парообразных углеводородов, является ценнейшим сырьем для нефтехимии. Более того, полное решение этой проблемы будет являться значительным вкладом в формирование энергетической безопасности государства.

Вопрос о том, что же мешает решить проблему утилизации попутного нефтяного газа без последствий для экологии, до сих пор остается открытым. На мой взгляд решению вопроса мешает ряд экономических факторов.[1]

Нужно добавить что на территории Казахстана существует ряд нормативно-правовых актов которые регулируют отношения в экологической сфере и направлены на защиту окружающей среды, растительного и животного мира, здоровья человека в целом от негативных воздействий. Основным является экологический кодекс. «Оценка воздействия на окружающую среду» носит основной характер для любых видов хозяйственной деятельности, способных оказать прямое или косвенное воздействие на экологическую обстановку.



## 1 Характеристика технологии добычи нефти в Казахстане

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 керна 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 выполняется 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 пород 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 осевший 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 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 такогочупола зачастую составлен газом ниже концентрируется нефти, а в самом низу - вода.

### **1.1 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. Основной способ 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 со-

став 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 нефтегазоность 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 из-

нашивается в течнии 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 юбистроты 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 эцентробежных установок оборудовано станцией управления изменением быстроты вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором монотроном 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.

## **1.2 Фонтанный способ**

Использование скважины в основе которого лежит использование внутренней энергии нефтяных пластов характеризуется фонтанным способом добычи нефти. Этот способ особенно подходит при начальном периоде эксплуатации, на то время как пластовое давление сохраняет высокие показатели и является наибольшим. В основу этого способа легло использование давления, которое охарактеризовано тем, что от забойной части нефть перемещается к поверхности только за счет действий сил давления. Сырье движется в траповую систему, где происходит процесс выделения ПНГ. Вслед за сепарацией от газовых примесей нефть перенаправляется на подготовку к переработке[3].

Приборы выкачивания нефти при фонтанном способе на данный момент являются одними из передовых в нефтедобывающих странах и регионах.

По окончании процесса бурения происходит первостепенная добыча нефти из земляных недр. Нужно помнить, что не из всех скважин эксплуатационного характера получают нефть. Впоследствии внедряют специальные нагнетательные скважины. В данный вид скважин закачивают не газ, а водные ресурсы. После этот вид скважин существенно увеличит итоговое количество сырья для переработки и повысит уровень эффективного использования месторождения в целом.

В течение интенсивного использования месторождения в нее опускают колонну из направленных насосно-компрессорных труб (НКТ). Во время использования скважины определенным способом в соответствии с техническими нормами устанавливают специализированную фонтанную арматуру. Следует заметить, что данная внедренная техника необходима для контроля скважины. Основываясь на этой технологии можно управлять процессом добычи нефти, уменьшить или вовсе остановить добычу, взять под контроль режим работы, обеспечить полное закрытие скважины. Фонтанный способ требует меньше затрат чем другие.

## **1.3 Газлифт**

После того как фонтанный способ перестает работать из за недостатка давления в пластах используются другие способы добычи, главным принципом которых является закачка дополнительного давления с земной поверхности. Конструкция газлифтных подъемников показана на рис (1.1).

Газлифт - это слаженная система, которая состоит из колонны труб, держащих внутри насосно-компрессорных труб за счет которых обеспечива-

ется выкачка углеводородного сырья благодаря газу, находящемуся под большим давлением (сжатый газ). В основном, эту конструкцию определяют как газовый подъемник. Этот способ ци есть «газлифт» [3].

По понятным технологическим особенностям подачи газозоудшной смеси выделяют компрессорный, а также бескомпрессорный газлифт, а по длительности работы выделяют непрерывные и периодические виды газлифтов[4].

В пустое место, в трубу впрыскивают газовую смесь под высоким давлением, впоследствии этого процесса количество жидкости в трубе понижается, а в НКТ наоборот увеличивается. Со временем, как высота жидкости станет практически минимальной, сжатая газовая смесь постепенно начнет движение в НКТ и смешается с жидкостной частью. Впоследствии, плотность полученной газожидкостной смеси станет меньше плотности жидкостной массы, выступающей из под земли, тем самым уровень накапливаемого сырья в НКТ продолжит увеличиваться. Судя по этому, можно сказать, что чем больше будет использовано ПНГ, то тем меньше будет плотность нефти, и тем самым обеспечит достаточную высоту поднятия сырого материала. Что касается непрерывной подачи газового материала, нефть будет подниматься на поверхность плоскость, а из пластовых пород будет постоянно поступать новая часть жидкости для переработки.

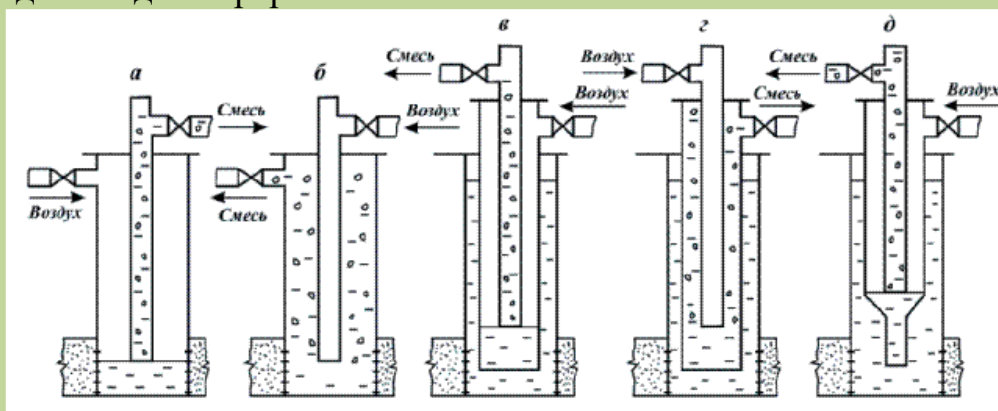


Рис. 1.1 - Конструкции газлифтных подъемников

Зачастую, структура газлифтного подъемника зависит от количества рядов насосно-компрессорных труб, которые опускаются в жилу (скважина) и хода продвижения подающегося газа под давлением. Смотря на количество опускаемых НКТ, подъемный механизм может быть однорядным либо двухрядным, а по способу введения газовой смеси – центральной или кольцевой. Как однорядный подъемник эксплуатация скважины производит опусканием одного ряда НКТ соответственно. ПНГ в сжатом состоянии закачивается в кольцевом пространстве. Это расстояние охватывает расстояние от колонны до компрессорных труб, скомпанованная смесь поднимается по НКТ. Бывает противный исход например когда сжатый газ поднимается по НКТ а не газожидкостный раствор[4].



В продолжение данного раздела сделано краткое описание ступенчатого подъемника, которому присуще следующее то что в скважину опускают два ряда насосных систем, в верхней части трубы большего размера чем в нижней. Подготовленный для закачки газ собирается в незаполненном пространстве между внутренними и наружными рядами компрессорных труб, а нефть за счет разности давлений перемещается вверх по внутреннему ряду.

Во время того как, сжатый газ впрыскивается по внутренней НКТ, а газо-жидкостная суспензия перемещается по периметру кольцевого пространства, в междурядовой промежутке трубы, то в этом случае носит название двухрядного подъемника с центральной системой.

Большим минусом является то, что кольцевая система изнашивается в результате физического контакта с абразивом на уровне соединительных труб. Так как существует большое количество примесей песка данная проблема остается нерешенной. Надо заметить что в затрубном пространстве скапливаются парафиновые и солевые соединения, бороться с ними очень трудно[4].

Завершая описание характеристик подъемников следует отметить что двухрядные подъемники превосходят однорядные. Первые подъемники совершают работу плавней и с большей вероятностью выноса песковых отложений из залежи. Но двухрядные подъемники имеют недостаток-пуск двух рядов труб. Последствием этого спуска может быть то что будет увеличена металлоемкость при подъеме. По этой причине основное большинство компаний по добыче нефти используют полоторядные подъемники, которые сочетают в себе преимущества двухрядных[4]. Газлифтный способ широко применяется из за спектра преимуществ:

1) Возможность добычи больших (существенных) объемов сырья при всех диаметрах эксплуатационных колонн и форсированного отбора сильно-обводненных месторождений.

2) Добыча нефти из скважин с большим газовым фактором.

3) Возможность использования при разных условиях, в том числе и добыча нефти из подводных месторождений

4) Высокое давление и температуры не влияют на продукцию скважин, а также на наличие в ней механических примесей.

5) Универсальность и сравнительная простота регулирования режима работы месторождения.

6) Легкость в обслуживании и ремонта газлифтных скважин и большое количество времени между ремонтами при использовании современного оборудования.

7) Возможность использования одновременного отдельного применения, эффективной борьбы с коррозией, отложениями солей и парафина, а также простота исследования месторождений.

Так же способ не лишен недостатков, таких как:

1) Большая стоимость компрессорных станций.

2) Относительно низкий коэффициент полезного действия (КПД) газлифтного способа.

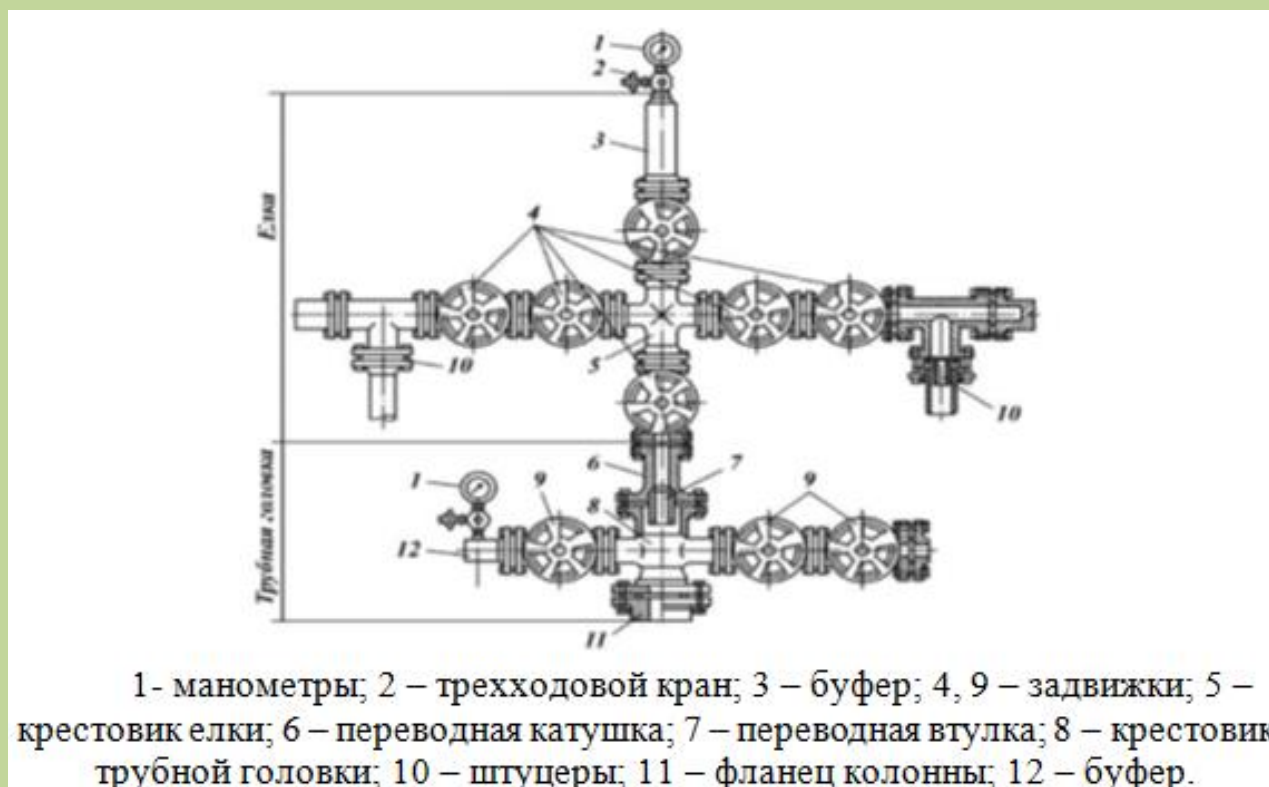
3) Возможность образования стойких эмульсий в процессе подъема продукции залежи.

Газлифтный способ, учитывая плюсы и минусы указанные выше наиболее приемлемо использовать на крупных месторождения с большим нефтяным дебитом и большим забойным давлением.

Так же газлифт приемлем для применения в наклонно направленных скважинах и скважинах с большим содержанием механических примесей в нефти, то есть в условиях где основным показателем активной работы скважины является межремонтный период[4].

Если вблизи находятся богатые газовые месторождения, то используется бескомпрессорный газлифтный способ выкачивания углеводородного сырья. Данная система является временным мероприятием пока не окончится строительство компрессорной станции. В этом случае система газлифта остается идентичной с компрессорным газлифтом, различием является то, что используется другой источник газа и давления.

Эксплуатация газлифтной системы может быть непрерывной или периодической. Рисунок (1.2) иллюстрирует строение фонтанной арматуры однорядного подъемника. Высота подъема углеводородной смеси при газлифтном способе зависит от давления ввода газа и глубины погружения колонны НКТ под уровень жидкости.



1- манометры; 2 – трехходовой кран; 3 – буфер; 4, 9 – задвижки; 5 – крестовик елки; 6 – переводная катушка; 7 – переводная втулка; 8 – крестовик трубной головки; 10 – штуцеры; 11 – фланец колонны; 12 – буфер.

Рис. 1.2 - Арматура фонтанная крестовая для однорядного подъемника.

#### 1.4. Глубинно – насосный метод

Исходя из практики глубинно-насосный метод один из наиболее используемых способов добычи нефти при резком падении межпластового давления месторождения.

С целью добычи нефти насосным оборудованием, в скважину опускают трубы в составе которых имеются цилиндр и специализированный клапан. Углеводородная смесь при данном способе поднимается на поверхность порциями за счет поступательных движений которые создают плунжеры в цилиндрах[3].

Для использования этого способа в скважину опускают насосные системы, которые начинают свою работу за счет энергии, получаемой разнообразными методами. Самым распространенным видом насосов стали штанговые по причине того что являются экономически выгодными и не требуют больших затрат при использовании.

Штанговый глубинный насос может быть примечателен тем что его производительность, при глубинах в 300-500 м. может достигать в 500 м<sup>3</sup>/сут. Так же распространенным методом извлечения углеводородной смеси при помощи насосов является бесштанговый метод . В этом случае по отдельному проводу для электропитания насоса проводят через стволы скважин электрическую энергию или же энергия подносится сжатым газом, теплоносителем.

## 2 Характеристика попутного нефтяного газа

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – это один из побочных продуктов нефтедобычи. ПНГ можно использовать для создания электроэнергии, обладающего более высокими энергетическими показателями, нежели у дерева или угля. К нефтяным газам можно отнести газы, получаемые в результатах тепловой обработки сырья (крекинга, риформинга, гидроочистки и др.), состоящие из предельных и непредельных (метана, этилена) углеводородов. Попутные газы можно применять для получения различных используемых веществ, но в основном он сжигается на факелах[4].

Попутный нефтяной газ- это ценное углеводородное сырье, выделяющееся из получаемых, транспортируемых и обрабатываемых содержащих углеводороды минералов на всех стадиях активного цикла жизни до использования готовых продуктов конечным получателем. Нужно отметить что исключительностью образования нефтяного попутного газа является то, что он образуется из нефти на всех стадиях от разведки и добычи до конечной реализации, также как и в результате переработки.

Добывают нефтяной газ путём сепарирования сырья в мультиступенчатых сепараторах. Сепарационное давление ступеней сильно отличается и составляет 15-35 бар на первой ступени и до 1-4 бар конечной. Температура и давление получаемого газа определяется технологией сепарирования смеси вода—нефть—газ, поступающей с залежи.

Основной особенностью попутно-добываемого газа является переменный расход добываемого сырья, от 100 до 5000 м<sup>3</sup>/час. Содержание углеводородов C<sub>3</sub>+ варьируется в промежутке от 100 до 600 г/м<sup>3</sup>. Учитывая это состав и объем попутного газа не остается одинаковой с течением времени. Сезонные и разовые колебания в порядке вещей (оптимальное варьирование величин до 15 %)[4].

ПНГ начальной стадии сепарирования, обычно, большого давления и без трудностей отыскивает свое применение, его забирают непосредственно на завод по переработке газа, он эксплуатируется в энергетике или химической конверсии. Определенные трудности существуют при попытках использовать ПНГ с давлением менее пяти бар. Вплоть к последнему времени подобное сырье во многих случаях исключительно утилизировался на факелах.

ПНГ различается на газ газовых шапок и газ, находящийся в нефти. Кроме углеводородов состав ПНГ образуем азотом, углекислым газом, гелием, аргоном, сероводородом, количество которого достигает иногда нескольких процентов, иногда встречается водород. Одним из важных свойств, относящейся к использованию газа в газопоршневом генераторе, является его небольшая детонационная характеристика[4]. Она исчисляется метановым числом. Метановое число самого метана равно стам и имеет большую детонационную характеристику. Напротив, метановое число бутана равно десяти, а водорода - равно нулю. Метановое число попутного газа, и иных выделяющихся элементов показаны в таблице (2.1)

Таблица 2.1 - Компонентный состав попутного нефтяного газа

Компонентный состав газа					
Компоненты газовой смеси	Обозначение компонента	Природный газ (газовое м/р)	Нефтяной газ (газонефтяное м/р)		
			1 степень	2 степень	3 степень
Метан	CH <sub>4</sub>	94,3442	88,3268	78,1036	68,0128
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,9114	4,0652	6,6898	9,9822
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,4312	2,705	5,2149	9,3708
И-Бутан	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0457	0,6432	2,7913	2,5916
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0719	0,9803	2,0636	3,7911
И-Пентаны	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0289	0,2769	0,8086	1,0854
Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0258	0,272	0,7923	1,0583
И-Гексаны	iC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,0014	0,0665	0,0715	0,2711
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,018	0,0797	0,0857	0,3133
И-Гептаны	iC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0082	0,077	0,0827	0,2456
Бензол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0,0261	0,0264	0,0484	0,0992
Гептан	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,0092	0,0414	0,0446	0,1814
И-Октаны	iC <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0017	0,0337	0,0362	0,0862
Толуол	C <sub>7</sub> H <sub>8</sub>	0,0111	0,0032	0,0034	0,004
Октан	C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,0058	0,0058	0,0062	0,0033
И-Нонаны	iC <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,0035	0,0101	0,013	0,0232
Декан	C <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,0074	0,0067	0,0012	0,0104
Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	0,7379	1,2296	1,7089	2,5362
Азот	N <sub>2</sub>	1,2906	1,1349	1,4199	0,2943
Сероводород	H <sub>2</sub> S	0	0,0003	0,0003	0,0011
Показатели					
Молекулярная масса, г/моль		17,111	19,14	22,357	25,711
Плотность газа, г/м <sup>3</sup>		711,339	795,677	929,423	1068,848
Содержание углеводородов C <sub>3+в</sub> , г/м <sup>3</sup>		17,215	120,073	277,104	440,631
Содержание углеводородов C <sub>5+в</sub> , г/м <sup>3</sup>		6,468	31,258	64,199	114,626

На данный отрезок времени есть несколько путей утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Эти пути разрешает добывающим и транспортным организациям использовать а не сжигать этот ценный невозполнимый ресурс.

Согласно распоряжению правительства Республики Казахстан начальство отдельно взятой нефтяной компании обязано сделать процесс утилизации нефтяного сырья и довести его до максимума. Это сопоставляется с нормами экологической безопасности, которое принял весь мир. Важно отметить, что сжигание попутного нефтяного газа повергает к усугублению парникового эффекта, кроме этого угрожает здоровью населения, из за огромного количества выбрасываемых вредных веществ в атмосферу[4].

Повысить сознание опасности такого процесса, как утилизация попутного газа, создана система экологических взысканий за выбросы вредных и опасных веществ в атмосферу, бассейны или почву. В основном, проблемы создают недостаток в средствах. Вместе с тем, с недостаточей инфраструктуры, которая может перевозить нефтяной газ для того чтобы эксплуатировать в нефтеперерабатывающей, химической или энергетической промышленности.

## 2.1 Способы утилизации ПНГ

Попутный газ нефти возможно утилизировать несколькими способами которые зависят от состава сырья. Способы, с чьей помощью выполняется утилизация ПНГ можно разделить, на три вида:

- 1) Использование в виде топлива;
- 2) Использование как промышленное сырье;
- 3) Сжигание.

Подготовка и обработка сырья как газ нефтяных месторождений подразумевает такие пути как:

- обработка ПНГ для эксплуатации в качестве топлива;
- сжижение газов;
- переработка по GTL-технологии (метод Фишера-Тропша).

Отдельно стоит выделить такие виды работ с ПНГ:

- обратная закачка — газ направляется по специальному каналу в пласт для интенсификации добычи;
- газлифт - газ закачивают в скважину компрессорным или бескомпрессорным методом.

В данный момент попутный нефтяной газ несет в себе перспективы для химической и энергетической промышленности. Метан и этан, которые содержатся в составе газа могут быть использованы для получения каучука и пластмасс, а также топливных присадок, ароматических углеводородов и сжиженного пропан-бутана. Так же попутный газ имеет высокую теплотворную способность, которая находится в диапазоне от девяти до пятнадцати тысяч Ккал/м<sup>3</sup>. Но прежде чем использовать нефтяной газ в промышленных целях необходимо очистить его от всякого рода примесей.

### 2.1.1 Метод обратной закачки ПНГ

Попутный нефтяной газ используется для обратной закачки на месторождениях где зафиксировано уменьшения объемов добычи. Данный способ (сайклинг-процесс) может повысить межпластовое давление и увеличить основной объем получаемой нефти.

Отличающийся способ работ с ПНГ— это добыча при помощи оборудования. Этот способ позволяет выкачивать ценного углеводородного сырья на огромном расстоянии от поверхности на большинстве этапов разработки залежей при помощи эксплуатации ПНГ как поставщика энергии. Это выгодный и эффективный метод организации отбора нефти в больших объемах, востребованный на всем земном шаре[4].

Метод Фишера-Тропша не имеет на сегодняшний день широкого распространения в мире и в Казахстане в частности, поскольку имеет дело только с переработкой метана. «Искусственная нефть» которая получается в результате использования данного метода требует существенной дополнительной обработки, исходя из этого применение этой технологии на месторождениях с небольшим объемом нефтедобычи не является рентабельным.

Основной альтернативой методу Фишера-Тропша в данный момент является переработка синтез-газа в метанол. Эта методика основывается на оксидных цинк-хромовых катализаторах и выполняется при высокой температуре от 330 до 400°C и высоком давлении от 250 до 300 атмосфер. Использование наиболее активных катализаторов позволяет снизить температуру до 220-270°C, а давление – до 50-100 атмосфер. Получаемый на выходе метанол содержит диметиловый эфир и воду включая примеси:

- эфиров,
- кетонов,
- высокомолекулярных спиртов,
- аминов и углеводов.

Если сравнить каталитический способ добычи метанола с показателями классического метода Фишера-Тропша то мы увидим что он требует меньше энергии на получение тонны продукта и имеет более высокую производительность.

#### 2.1.2 Энергетическая утилизация ПНГ

Энергетическая ценность переработки попутного нефтяного газа состоит в том, что его можно применять в качестве топлива. ПНГ возможно использовать для работы газопоршневых, газотурбинных электростанций, котельных, печей подогрева нефти, обеспечивая собственные нужды предприятий, добывающих и перерабатывающих углеводородное сырье[4].

Нефтяной газ преобразуется в обензиненный газ после обработки на специальных установках сжижения. Такой газ является альтернативой бензину и аналогом природного газа. Себестоимость данного продукта гораздо ниже, спрос на этот продукт на мировом рынке быстрорастет в связи с удорожанием топлива.

Сжиженный нефтяной газ в основном является смесью технического пропана и бутана (СПБТ), этот его вид поставляют потребителям, промышленному сектору, на автозаправки (пропан автомобильный).

Попутный газ часто используется как сырье в перерабатывающих нефть и нефтепродукты отраслях. Газ отличная основа для создания полимеров, пластика и не только. Если разделить попутный нефтяной газ на компоненты, то появляется возможность выделить широкие фракции тяжелых и легких углеводородов для того чтобы получить различные соединения в дальнейшем.

Выбор наиболее подходящего варианта переработки нефтяного газа в основном зависит от размера и характеристик залежей углеводородного сырья. На данный момент есть несколько главных схем использования побочного продукта добычи нефти:

- На относительно небольших месторождениях выгодным является выработка электроэнергии, которую отправляется на собственные нужды добывающей организации либо на нужды потребителей которые находятся вблизи месторождения[4].;

- На месторождениях средних размеров экономически целесообразно будет извлекать из попутного газа сжиженного газового вещества (СНГ) на специализированном газоперерабатывающем заводе. Затем может осуществляться его продажа;

- Если мы имеем дело с крупным месторождением, то перспективным методом переработки ПНГ будет использование его для генерирования электроэнергии на электростанции. Впоследствии данный ресурс может продаваться оптовыми партиями в энергосистему, или же опять отправляться на собственные нужды что снизит загрязнение окружающей среды.



### 3 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.

#### 3.1 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°С 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 (3.1).

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].

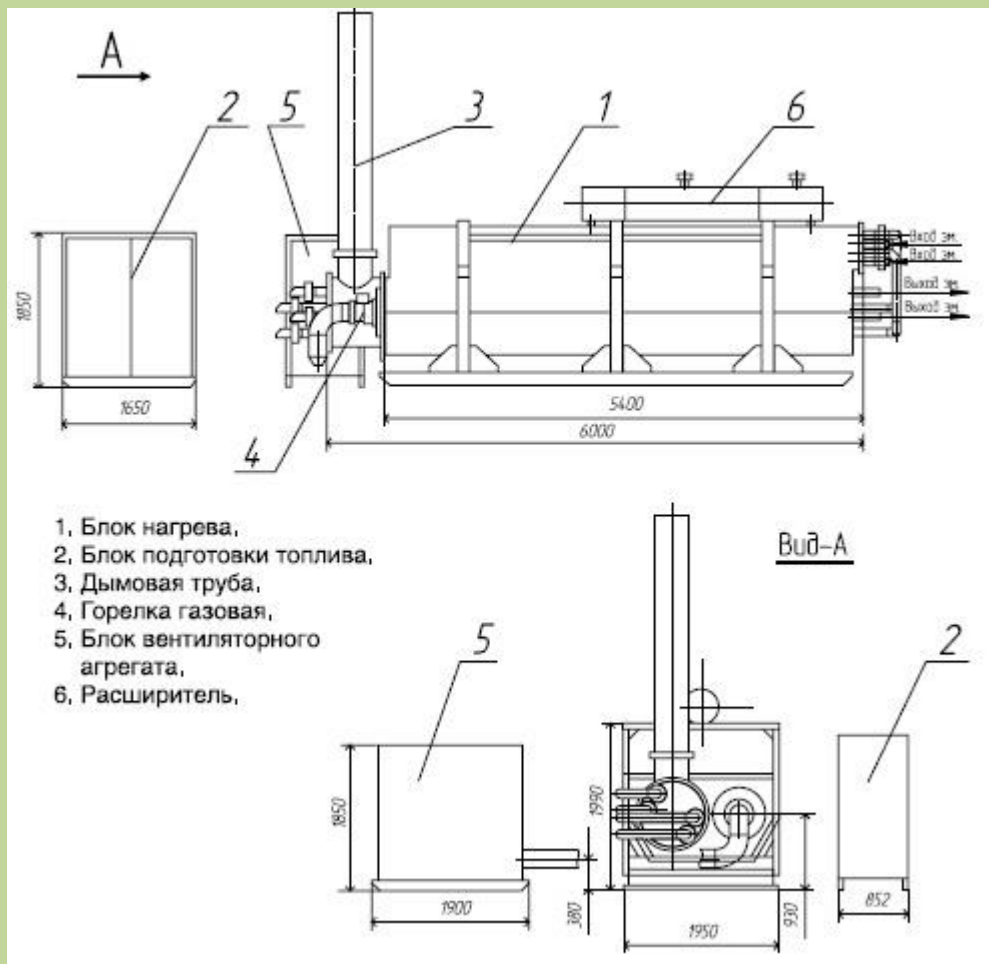


Рисунок 3.1 - Печь подогрева нефти

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].

Змеевик, который расположен в промежуточном теплоносителе, являет собой шестисекционный сгусток из труб диаметром 89х5 мм. Все секции сделаны в виде двухзаходной плоской спирали. Змеевик который размещен в «холодной» ветви топочного устройства, является шестирядным сбором из труб диаметром 89х5 мм. Для увеличения конвективного теплообмена от выхлопных газов к сырью используется проволочная навивка на трубах.

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.

Преимущества печи подогрева нефти:

- В печи подогрева активизируются принципы «мягкого» подогрева сырья в среде промежуточного теплоносителя (пресная вода) и в среде оптимальных температур выхлопных газов топлива, исключая отложения кокса на стенках змеевика и нарушений в его деятельности[6];

- Эксплуатация методов увеличения теплообмена дало возможность резко уменьшить размеры и вес печи подогрева по отношению к известным отечественным и зарубежным аналогам;

- Конструктивные решения которые были допущены в проектировании, являются гарантом высокой эффективности, экономичности, экологичности и безопасности печи подогрева нефти. Тех. характеристика ППН табл. (3.1)

Таблица 3.1 - Технические характеристики ППН

Параметр	Значение
Производительность по жидкости, т/сутки	50-100
Рабочее давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	1,6 (16)
Температура жидкости, °С: - на входе в сосуд, не менее - на выходе из сосуда от	20 от 60 до 65
Расход газа в нормальных условиях, м <sup>3</sup> / час	не более 25
Габариты установочные, мм - длина - ширина - высота	6500 1180 6820
Емкость сосуда, м <sup>3</sup>	2,5
Топливо	природный или нефтяной попутный газ, жидкое топливо (нефть, мазут, дизтопливо)
Характеристики топливного газа: - теплота сгорания, МДж/м (кКал/нм), в пределах - содержание сероводорода, массовая доля %, не более - давление на входе в блок подготовки топлива, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), в пределах - номинальное значение перед горелкой, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) - расход м/ч, не более	35...60 (8356...14340) 0,002 0,1...0,6 (1,0...6,0) 0,03 (0,3) 20
Нагреваемая среда – нефть, нефтяная эмульсия, пластовая вода, газ с содержанием, % моль, не более: - сероводород Н <sub>2</sub> S - двуокись углерода СО <sub>2</sub>	0,01 1,0
Коэффициент полезного действия, %, не менее	70
Масса, кг	3800

Для таких функций как дистанционный розжиг горелочных устройств, регулирование технологических параметров процесса нагрева нефти, рабочей и аварийной сигнализации, автоматической защиты подогревателя при отклонении от нормы контролируемых параметров используется система автоматизации.

В печи подогрева вложены принципы «мягкого» подогрева нефти в среде промежуточного топлива (пресная вода, водно-гликолевые жидкости) и в среде умеренных температур продуктов сгорания топлива, убирающих выработку кокса на внутренних стенках змеевика и нарушений в его деятельности. Хороший выход из ситуации сжигать топливный газ в топочном пространстве жаровой трубы под небольшим избыточным давлением позволило применить методы интенсификации теплообмена от выхлопных газов к тепловоспринимающим стенкам топки (использование колец -турбулизаторов) и продуктового змеевика (эксплуатация проволочной навивки) виду этого в значительной мере сократить габариты и массу подогревателя.

Горелка которая имеет аэродинамическое управление использованная в конструкции печи подогрева ГСАУ- 200 (разработчик Самарский государственный технический университет) оптимизирует теплоносную работу системы за счет таких показателей[6]:

- смещения ядра горения факела после чего увеличивается лучистая составляющая теплоотдачи от дымовых газов к стенке топки;
- повышение осевой скорости и степени турбуализации потока исходя из чего увеличивается конвективная составляющая теплоотдачи;
- возможность кправления длинной факела;
- уменьшение содержания оксидов азота в газах до 65-70 мг/м<sup>2</sup>;
- уменьшение энергетических затрат на дутье в 2–32 раза;
- повышение времени между ремонтом службы топок на 10-12 месяцев.

Использованные конструктивные решения обеспечивают высокую эффективность, экономичность, экологичность и безопасность работы печи подогрева.

### **3.2 Характеристика газопоршневой электростанция**

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 кли-

норемненную 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 присуще 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 газозоудшной 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 (3.2) расположенной ниже.

Таблица 3.2 –Технические характеристики ГПУ

Электрическая мощность (кВт), $\cos(\phi)=0,8$	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 $\text{NO}_x$ (мг/м <sup>3</sup> )	350	250	500
Расход топлива: природного газа (м <sup>3</sup> /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 гнёздах с резьбой и выводными патрубками, которые установлены в тех местах, где в дизельном двигателе располагаются

форсунки. Центральные 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 рис. (3.2)

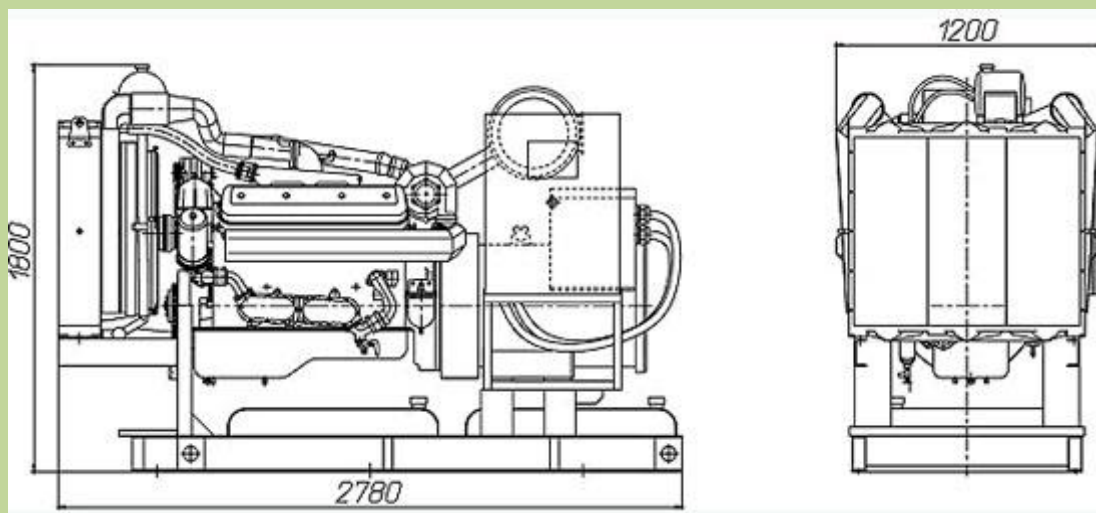


Рисунок 3.2 Газопоршневой генератор “600GF-T”

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.

Перед покупкой газопоршневой электростанции, с изготовителем ГПЭС согласуют состав и свойства попутного газа с которым она будет работать. Настройку и ввод в эксплуатацию агрегатов по согласованию с потребителем также производит производитель. Учитывая сложности оборудования, обслуживание газопоршневого двигателя производится либо поставщиком, либо обученным и прошедшим проверку знаний работником предприятия. Техническое обслуживание или ремонт газовой техники, а также прочих узлов и агрегатов двигателя осуществляется только после выработки газа из газовой магистрали и системы электропитания. В воздухе не должны содержаться взрывоопасные газы. В машинном отделении, где установлен газопоршневая электростанция, рабочий воздух не должен быть запылён более чем на 0,002 г/м<sup>3</sup>. При более высокой запыленности на входе в мотор должна быть закреплена еще одна система очистки[6].

Газопоршневая электростанция в состоянии долговременно и устойчиво функционировать автономно и параллельно с другими идентичными по характеристике электростанциями с соотношением производительности от 3:1 до 1:3 или промышленной сетью. Газовый поршневой двигатель, генератор, радиатор системы охлаждения смонтированы на общей несущей конструкции. Двигатель и генератор скреплены между собой фланцами, которые исключают

ют необходимость центровки валов. Аппарат может поставляться в стационарной сборке на раме и в передвижной конструкции в утепленном кузове.

### 3.3 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 (рис. 3.3) 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].



Рис. 3.3. 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.

Факельные установки делаются в нескольких вариантах:

- 1) вантовая конструкция (ствол с растяжками);
- 2) самонесущий ствол;
- 3) мачтовая конструкция.

Основные принципы действия факельной установки:

Сбрасываемый попутный нефтяной газ, подлежащий утилизации, приходит во входной патрубок факельного ствола, после газ поступает на оголовок факела, где через сопло выбрасывается в камеру смешения. Из за свойства эжекции нефтяной газ уносит с собой кислород в камеру смешения. В камере попутный газ смешивается с кислородом содержащемся в атмосферном воздухе, чем обеспечивается приготовление первого потока обогащенной топливоздушнoй смеси (ТВС). ТВС начинает гореть от запальной горелки. Горящий поток поступает в камеру горения, в которой горящий газ перемешивается со вторичным потоком воздуха и происходит полное выгорание газа[7].

В таблице (3.3) предоставлены технические данные факельной горелки.

Запальная горелка воспламеняется от электрической искры системы электрического воспламенения и управления огнем.

После розжигания пламени дежурных горелок система воспламенения и контроля огня переходит в режим "КОНТРОЛЬ" и остается в этом режиме до момента тушения огня или отключения установки.

Таблица 3.3 – Технические характеристики

Рабочая среда	природный, нефтяной газ и другие горючие газы
Производительность по газу, тыс.нм <sup>3</sup> /сут	от 1 до 8000
Расход топливного газа на дежурные горелки, нм <sup>3</sup> /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



#### 4 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 МООС РК от 18.04.2008 г. №100-п, Приложение №4).

Общий объем попутного газа составляет 2642424 м<sup>3</sup>, за год оборудование работало 153 суток.

Исходные данные приведены в таблицах (4.1, 4.2, 4.3).

Таблица 4.1.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 <sup>3</sup> /год
				м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сут	часов	дней	
1	Устьевая печь “УН-0.2”	4	50-100 т/сут	0	0	0	0	0
2	Подогреватель нефти “ППТМ- 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					
<b>Всего:</b>								<b>0</b>
<b>Проектная добыча</b>								<b>2 642 424</b>
Сжигание на факеле								2 642 424
Процент утилизации								0,00

Таблица 4.2. 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 <sup>3</sup> /год
				м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /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					
<b>Всего:</b>								<b>2 642 290</b>
<b>Проектная добыча</b>								<b>2 642 424</b>
Сжигание на факеле								0
Процент утилизации								99,99

Таблица 4.3. 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 <sup>3</sup> /год
				м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /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					
<b>Всего:</b>								<b>1 985 800</b>
<b>Проектная добыча</b>								<b>2 642 424</b>
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.

## 4.1 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:

$$M_i = UV_i * G \quad (4.1)$$

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 5.4.

Таблица 4.4

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

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

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

Мощность выброса метана  $M_{\text{CH}_4}$ , г/с:

$$M_{\text{CH}_4} = 0,0005 * 192,89 = 0,096$$

Мощность выброса сажи  $M_{\text{C}}$ , г/с:

$$M_{\text{Сажа}} = 0,002 * 192,89 = 0,385$$

Мощность выброса диоксида азота  $M_{\text{NO}_2}$ , г/с:

$$M_{\text{NO}_2} = 0,003 * 192,89 = 0,578$$

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

$$G = 1000 * V * R_0 \quad (4.2)$$

где  $V$  - объемный расход газовых и газоконденсатных смесей и природного газа, м<sup>3</sup>/с;

$R_0$  - плотность этих смесей и газа 0,965кг/м<sup>3</sup>.

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

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:

$$V = 0,785 * W_{\text{ист}} * d^2 \quad (4.3)$$

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

$d$  - диаметр выходного сопла, м.

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

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{\text{CO}_2}$  рассчитывается по формуле, г/с:

$$M_{\text{CO}_2} = 0.01 G \{3,67 n[\text{C}]_m + [\text{CO}_2]_m\} - M_{\text{CO}} - M_{\text{CH}_4} - M_{\text{C}} \quad (4.4)$$

где  $n$  - полнота сгорания углеводородной смеси и природного газа;  
[C]<sub>m</sub>, [CO<sub>2</sub>]<sub>m</sub> - массовое содержание углерода и диоксида углерода, соответственно, в сжигаемой смеси, % мас.;

M<sub>CO</sub>, M<sub>CH<sub>4</sub></sub>, M<sub>C</sub> - мощность выброса оксида углерода, метана и сажи, соответственно, г/с.

Концентрацию диоксида углерода в сжигаемой углеводородной смеси [CO<sub>2</sub>]<sub>m</sub> принимается по данным лабораторного анализа.

Параметр G и мощность выброса оксида углерода M<sub>CO</sub> 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, м<sup>3</sup>/с:

$$V_i = V \cdot V_{nc} (273 + T_r) / 273 \quad (4.5)$$

где  $V$  - объемный расход углеводородной смеси и природного газа, м<sup>3</sup>/с;  
 $V_{nc}$  - объем газовой смеси, полученный при утилизации 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$T_r$  - 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 м<sup>3</sup> (кг) углеводородной смеси и природного газа ( м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>) или (кг/кг), рассчитывается по формуле:

$$V_{nc} = 1 + \alpha V_0 \quad (4.5)$$

где  $\alpha$  - коэффициент избытка воздуха (принят равным 1);

$V_0$  - необходимое количество воздушной массы для сжигания 1 м<sup>3</sup> (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

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

$$P_{CO} = 0,001 * C_{CO} * B * (1 - q_4 / 100) \quad (4.6)$$

$B$  – 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 4.5 Характеристика топок котлов малой мощности

Тип топки и котла	Топливо	Коэффициент избытка воздуха $\alpha$	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, щепа, 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
<p><i>Примечание.</i> 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>				

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

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

$$C_{CO} = q_3 * R * Q_i^r \quad (4.7)$$

$R$  – 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:

$$П_{NO_2} = 0.001 * V * Q_i^r * K_{NO_2} * (1 - \beta) \quad (4.8)$$

где  $V$  – 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 рис. 4.1;

$\beta$  – 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  $м^3/с$  :

$$V_r = V_n + (a - 1) * V \quad (4.8)$$

$V_n$  - 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 ( $\text{м}^3/\text{с}$ ):

$$V = B * V_r * (273 + t) / 273 * 3600 \quad (4.9)$$

где  $B$  - расход топлива,  $\text{кг/ч}$

$t$  - температура уходящих газов получена в результате лабораторных измерений.

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

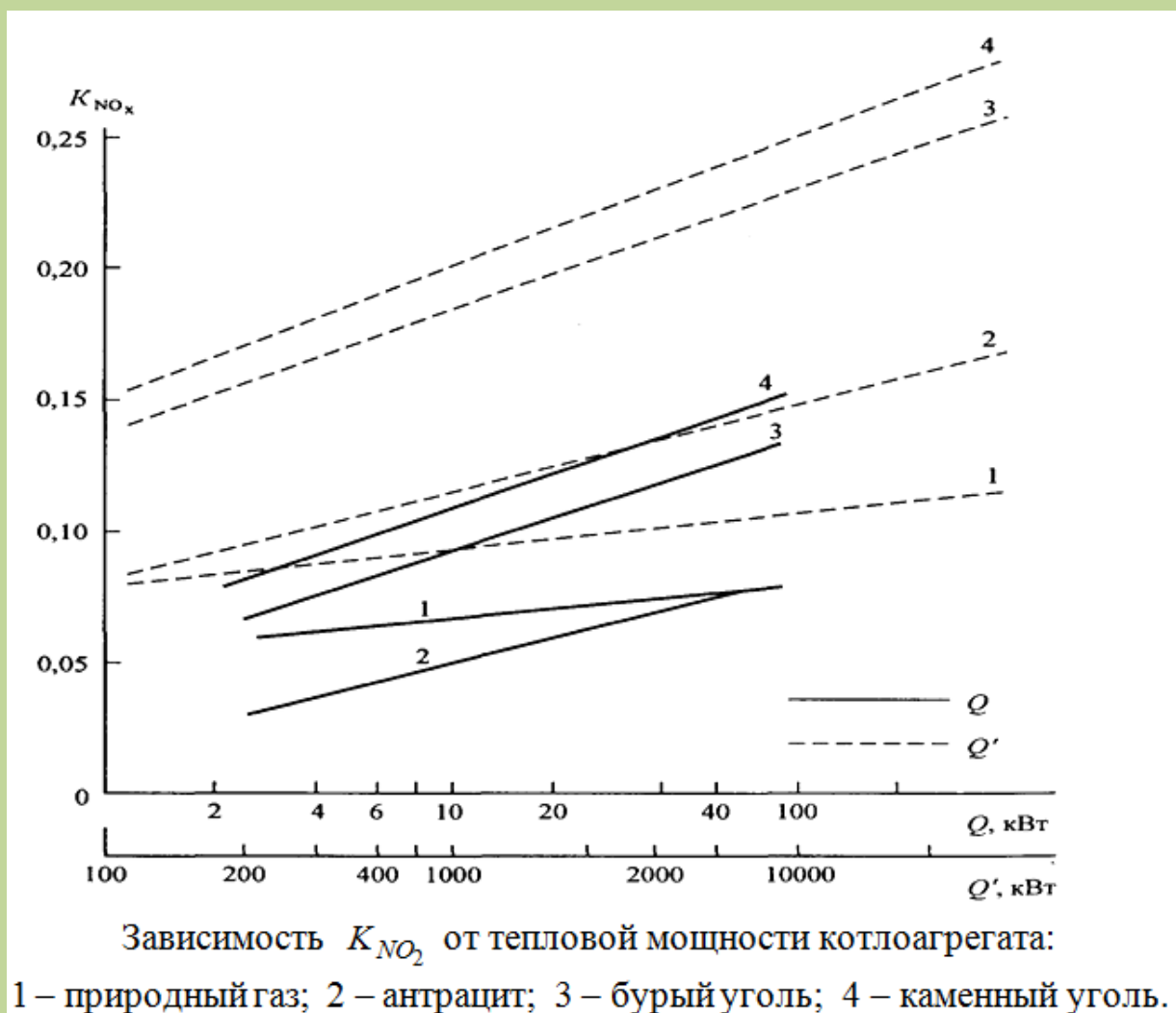


Рисунок 4.1



### 4.3 Расчет газопоршневой установки

Суммарное количество молекул оксидов азота  $\text{NO}_x$  в пересчете на  $\text{NO}_2$ , выбрасываемых в окружающую среду с отработавшими газами газотурбинных установок,  $M_{\text{NO}_x}$  вычисляются по соотношению (г/с):

$$M_{\text{NO}_x} = C_{\text{NO}_x} \cdot V_{\text{сг}} \cdot B \cdot k_n \quad (4.10)$$

где  $C_{\text{NO}_x}$  - концентрация оксидов азота в выхлопных газах в пересчете на  $\text{NO}_2$ ,  $\text{мг/м}^3$ ;

$V_{\text{сг}}$  - объем сухих выхлопных газов за турбиной,  $\text{м}^3/\text{кг}$  топлива ( $\text{м}^3/\text{м}^3$  топлива).  $B$  - расход топлива в камере сгорания, т/ч (тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$ ) при вычислении количества вредных веществ в граммах в секунду берется в т/ч (тыс.  $\text{м}^3/\text{ч}$ ), при вычислении в тоннах берется (тыс.  $\text{м}^3$ );

$k_n$  - 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 (4.6) приведены концентрации оксидов азота  $C_{\text{NO}_x}$  (в пересчете на  $\text{NO}_2$ ) в выхлопных газах газотурбинных установок на номинальных режимах для некоторых действующих установок.

Таблица 4.6

Тип ГТУ	Тип камеры сгорания	Вид топлива	Коэффициент $\alpha_{от}^H$	Содержание кислорода в продуктах сгорания, %	Концентрация оксидов азота, $C_{\text{NO}_x}^H$ , $\text{мг/м}^3$	
					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

$$M_{\text{NO}_x} = 220 \cdot 7,34 \cdot 105,54 \cdot 0,001 \cdot 0,00027 = 0,047$$

Объем сухих дымовых газов при нормальных условиях рассчитывается по формуле ( $\text{нм}^3/\text{кг}$ ):

$$V_{\text{сг}} = (V_{\text{г}}^0 - V_{\text{H}_2\text{O}}^0) + (\alpha_{\text{от}} - 1) V^0 \quad (4.11)$$

где  $V_{\text{г}}^0$  - теоретический объем газов,  $\text{нм}^3/\text{кг}$  топл. ( $\text{нм}^3/\text{нм}^3$  топл.);  
 $V^0$  - теоретически необходимый объем воздуха для горения, ( $\text{нм}^3/\text{кг}$  топл);  
 $\alpha_{\text{от}}$  - коэффициент избытка воздуха в выхлопных газах турбины;  
 $V_{\text{H}_2\text{O}}^0$  - теоретический объем паров воды, ( $\text{нм}^3/\text{кг}$  топл).

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

Для газообразного топлива расчет выполняется по соотношению:

$$V^0 = 0,0476 [0,5\text{CO} + 0,5\text{H}_2 + 1,5\text{H}_2\text{S} + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) \text{C}_m\text{H}_n - \text{O}_2], \quad (4.12)$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 [\text{H}_2 + \text{H}_2\text{S} + 0,5 \sum n \text{C}_m\text{H}_n + 0,124 d_{\text{г.тл}}] + 0,0161 V^0, \quad (4.13)$$

$$V_{\text{г}}^0 = 0,01 [\text{CO}_2 + \text{CO} + \text{H}_2\text{S} + \sum m \text{C}_m\text{H}_n] + 0,79 V^0 + \frac{\text{N}_2}{100} + V_{\text{H}_2\text{O}}^0. \quad (4.14)$$

где  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{C}_m\text{H}_n$ ,  $\text{N}_2$  и  $\text{O}_2$  - 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;

$d_{\text{г.тл}}$  - влажность попутного газа, отнесенное к  $1 \text{ нм}^3$  сухого газа,  $\text{г}/\text{нм}^3$ .

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

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

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,01 [\sum (4 * 0,52 + \dots) + 124 * 30,3] + 0,0161 * 2,96 = 0,111,$$

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

Учитывая установленные отдельными предельно допустимыми концентрациями для оксида и диоксида азота и учитывая преобразования оксида азота в атмосфере суммарные выбросы оксидов азота разделятся на составля-

ющие (с учетом различия в молекулярной массе этих веществ), (г/с):

$$M_{NO_2} = 0,8 M_{NO_x}, \quad (4.15)$$

$$M_{NO} = (1 - 0,8)M_{NO_x} * \frac{\mu_{NO}}{\mu_{NO_2}} = 0,13M_{NO_x}. \quad (4.16)$$

где  $\mu_{NO}$  и  $\mu_{NO_2}$ -молекулярный вес NO и NO<sub>2</sub>, 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 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:

$$M_{CO} = I_{CO} * B, \quad (4.17)$$

$$M_{CH_4} = I_{CH_4} * B. \quad (4.18)$$

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<sub>4</sub>, которые находятся по соотношению г/кг:

$$I_{CO} = \alpha_{CO} * q_3^{n_{CO}}, \quad (4.19)$$

$$I_{CH_4} = \alpha_{CH_4} * q_3^{n_{CH_4}}. \quad (4.20)$$

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 4.7 – 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
<b>Всего:</b>		<b>4,918</b>	<b>65,023</b>	<b>1,895</b>	<b>25,050</b>	<b>2,668</b>	<b>35,272</b>

В результате (табл. 4.7) проведенных расчетов, видно, что наибольшее количество выбросов при разных способах использования топлива происходит при сжигании его на факельной установке.

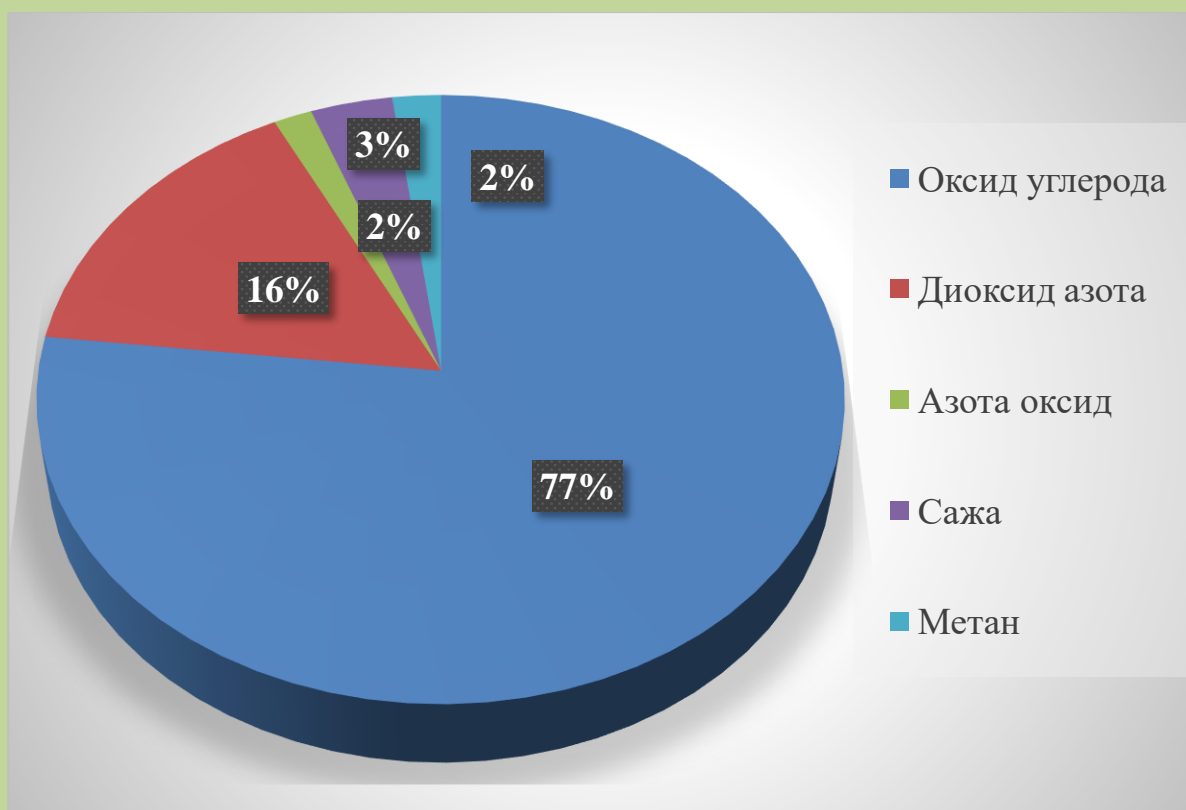


Рисунок 4.2- Доля вклада загрязняющих веществ

Наибольшими объемами выбросов (рис.4.2) в процессе утилизации попутного нефтяного газа из всех компонентов обладают оксид углерода 77% и диоксид азота- 16%. Азота оксид, сажа и метан во всех случаях использования имеют долю 2%, 3% , 2% попутного нефтяного газа соответственно.

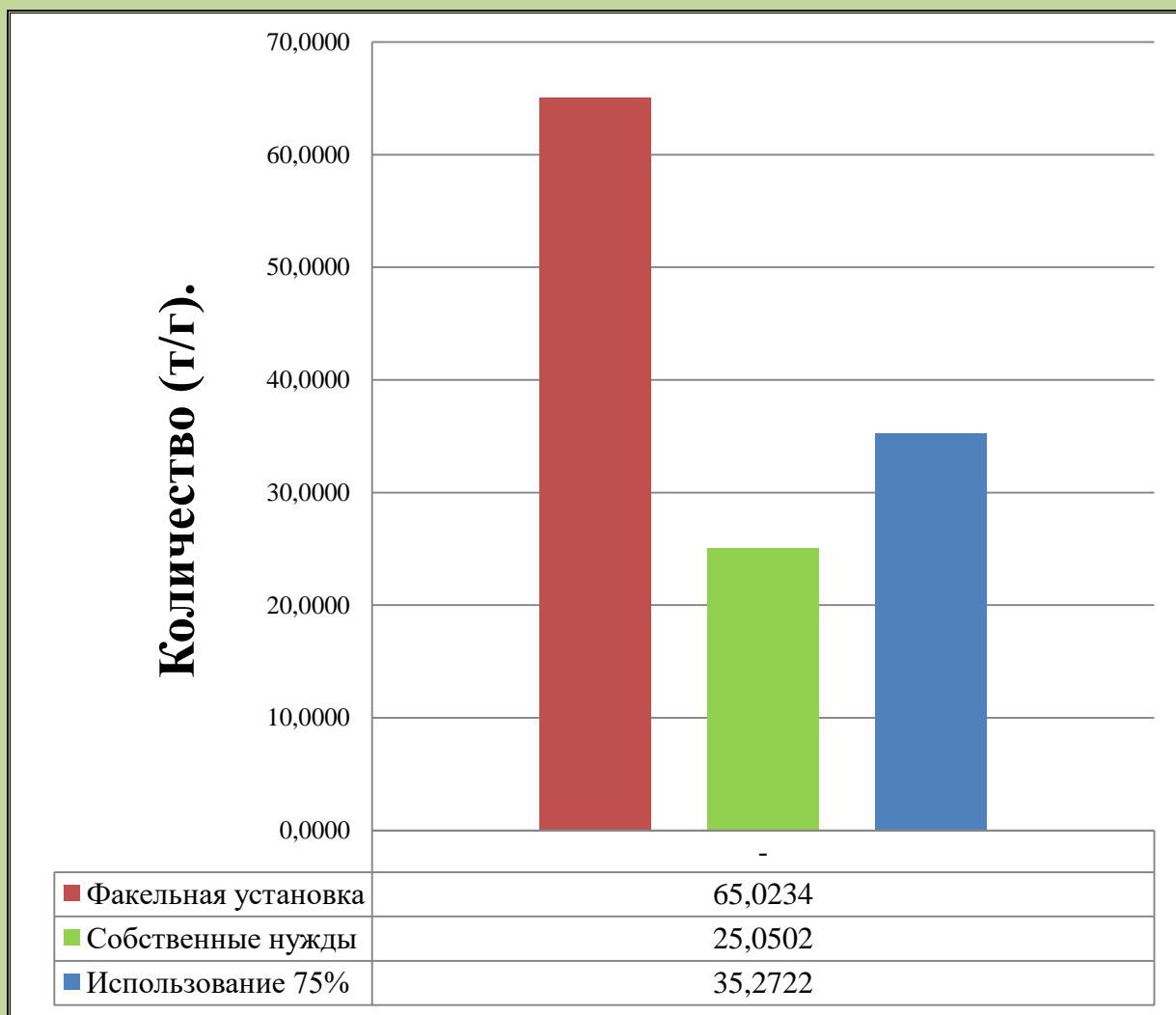


Рисунок 4.3- Выбросы ЗВ при различных способах утилизации

Исходя из графика на рисунке 4.3, можно отчетливо видеть, что выбросы вредных веществ в окружающую среду можно сократить путем уменьшения сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках и использования его в качестве топлива для оборудования. Этот путь не только уменьшит выбросы, которые пагубно воздействуют на флору и фауну, но и будет компенсировать необходимость в электроэнергии.

## 5 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 куда 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».

В данном разделе дипломного проекта определяется время эвакуации из кабинета сотрудников при возникновении пожара в здании при нефтяном месторождении. Административное здание предприятия не оборудовано автоматической системой сигнализации и оповещения о чрезвычайной ситуации. Сооружение двухэтажное, имеет размеры в плане 15х32 метра, Ширина коридоров составляет три метра. Имеются пути эвакуации персонала при пожаре. Комната объемом 115м<sup>3</sup> находится на втором этаже в непосредственной близости от лестницы, ведущей на первый этаж и к выходу. Ширина лестничных клеток составляет 2 м а длина 12 м. В комнате работает десять человек. Всего на этаже 88 работников предприятия. Этажом ниже работает 68 человек. Схема (рис. 5.1) эвакуации из здания характеристика (табл.5.1) предоставлена научным руководителем.

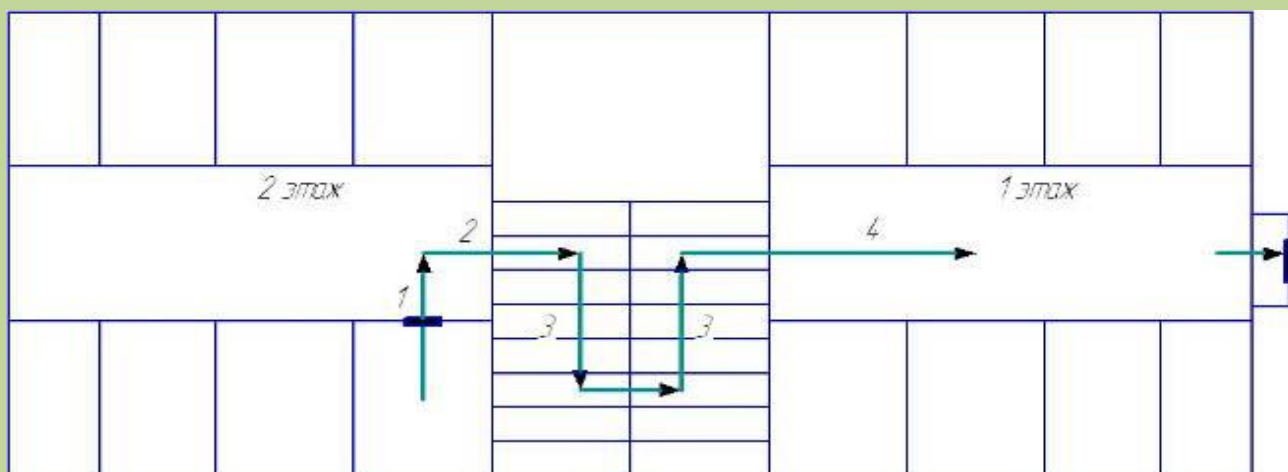


Рисунок 5.1 - Схема эвакуации работников в случае ЧС:  
(1, 2, 3, 4) – этапы эвакуации

Таблица 5.1 – Характеристика здания

Характеристика	
Этажность	2
Тип здания	Панельного
Размеры в плане	15x32
Ширина коридора	3
Ширина лестничной клетки, м	2
Длина лестничной клетки, м	12
Схема эвакуации	8
Кол-во работающих в кабинете, на этаже, на I этаже	10/88/68

### 5.1 Метод расчета допустимой продолжительности эвакуации

Вовремя охватывания здания пожаром опасностью для человека являются высокие температуры, снижение концентрации кислорода в воздухе помещений (увеличение концентрации токсичных веществ) и задымление следствием чего является потеря видимости.

Время за которое достигаются опасные для человека температуры и концентраций кислорода на пожаре называется критической продолжительностью пожара и обозначается  $\tau_{n.k.}$  [1].

Критическая продолжительность пожара зависит от многих переменных:

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

где  $W_{\text{пом}}$  – объем воздуха в административном здании, сооружении, (м<sup>3</sup>);

$c$  – удельная изобарная теплоемкость газа, кДж/кг-град;

$t_{\text{кр}}$  – критическая для людей температура, равная 70°C;

$t_n$  – начальная температура воздуха, °C;

$\varphi$  – коэффициент, описывающий потери теплоты на подогрев конструкций и окружающих вещей принимается в среднем равным 0,5;

$Q$  – теплота горения веществ, кДж/кг;

$f$  – площадь поверхности горения, м<sup>2</sup>;

$n$  – скорость горения, кг/м<sup>2</sup>-мин;

$v$  – линейная скорость распространения пламени по поверхности горючих веществ, м/мин.

Для того чтобы посчитать критическую продолжительность пожара по температуре в производственных зданиях с использованием легковоспламеняющихся и горючих жидкостей необходимо воспользоваться соотношением, полученным на основании уравнения теплового баланса:



$$\tau_{n.k.} = \frac{W_{\text{пом}} \times c \times (t_{\text{кр}} - t_{\text{н}})}{(1 - \varphi) \times Q \times f \times n} \quad (5.1)$$

Общий объем помещения равен разности между геометрическим объемом и объемом находящегося в нем оборудования или предметов. Если определить общий объем не представляется возможным, то допускается считать его равным как 80% геометрического объема [10].

Удельная теплоемкость сухого воздуха при атмосферном давлении 760 миллиметров ртутного столба согласно табличным данным [5], составляет 1005 кДж/кг-град при температуре от 0 до 60°C и 1009 кДж/кг-град при температуре от 60 до 120°C.

Относительно к производственным и гражданским зданиям с применением твердых горючих веществ опасная длительность пожара вычисляется по соотношению:

$$\tau_{n.k.} = \sqrt[3]{\frac{W_{\text{пом}} \times c \times (t_{\text{кр}} - t_{\text{н}})}{(1 - \varphi) \times Q \times V^2 \times \pi \times n}} \quad (5.2)$$

По тому как снизилась концентрация кислорода в воздухе сооружения критическую длительность пожара вычисляют по соотношению:

$$\tau_{n.k.}^{O_2} = \sqrt[3]{\frac{(0,01)^{-1} \times W_{\text{пом}}}{\pi \times n \times W_{O_2} \times V^2}} \quad (5.3)$$

где  $W_{O_2}$  – объем кислорода который требуется для горения одного кг горючих веществ, м /кг.

Линейная скорость движения пламени при пожарах, по данным ВНИИ-ПО, является 0,33–6,0 м/мин, согласно общим вычислениям составляет 4,76 м/мин, более точные данные для разных материалов можно найти в справочниках [6].

Критические длительность пожара по потере видимости и по каждому из вредоносных токсичных веществ горения больше, чем вышперечисленные, исходя из этого, в расчет они не принимаются.

Из вычисленных в результате расчетов значений критической длительности пожара избирается наименьшее:

$$\tau_{n.k.}^1 = \min\{\tau_{n.k.}; \tau_{n.k.}^{O_2}\} \quad (5.4)$$

Наименьшую длительность эвакуации определяют по соотношениям:

$$\tau_{\text{доп}}^1 = m \tau_{n.k.}^1 \quad (5.5)$$

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

$m$  – коэффициент безопасности, который зависит от степени защищенности от пожаров здания, его предназначения и состава горючих веществ, появляющихся в производстве или являющихся частью обстановки комнат или их отделки.

Величину коэффициента  $m$  необходимо устанавливать в зависимости от степени огнестойкости средств противопожарной защиты рассматриваемого сооружения [9].

Для развлекательных зданий с колосниковой сценой, разделенной от зрительного зала противопожарной стеной и противопожарным занавесом, при огнестойкой обработке горючих предметов на сцене, наличии передвижных и не передвижных средств тушения и средств оповещения о пожаре  $m = 1,25$ . Для развлекательных зданий при отсутствии колосниковой сцены (кинотеатры, цирки и т.п.)  $m = 1,25$ . Для развлекательных зданий с эстрадой для концертных номеров  $m = 1,0$ . Для развлекательных зданий с колосниковой сценой и при недостатке противопожарного занавеса и стационарных средств тушения и оповещения о пожаре  $m = 0,5$ .

В производственных сооружениях при наличии средств стационарного тушения и пожарной сигнализации  $m = 2,0$ . В производственных зданиях при отсутствии средств стационарного тушения и пожарной сигнализации  $m = 1,0$ .

При расположении производственных и иных процессов в сооружениях III степени огнестойкости  $m = 0,65–0,7$ .

Опасная длительность пожара для сооружения в целом определяется в зависимости от времени распространения вредных элементов и возможной потери видимости в производственных помещениях, размещаемых до выхода из здания.

Опыты, которые были осуществлены по сжиганию дерева, показали, что время, по истечении которого происходит потеря видимости, зависит от объема комнат, общей скорости горения предметов, скорости распространения огня по поверхности предметов и максимальной горения. Потеря видимости при горении твердых горючих предметов происходила после того, как в комнате возникали опасные для людей температуры. Максимальное количество дымообразующих соединений наступает в фазе тления, которая возникает при горении волокнистых материалов [11].

При сжигании волокнистых веществ во взрыхленном состоянии в течение 1–2 минуты имеет место интенсивное воспламенение с поверхности, после чего возникает тление с большим дымообразованием. При сжигании твердых предметов на основе дерева дымообразование и распространение опасных газов в смежные комнаты наблюдаются через 5–6 мин.

В основе эвакуации решающим фактором для вычисления критической длительности пожара является действие теплоты на организм человека или уменьшение объема кислорода.

Оценивая в итоге опасную длительность пожара для эвакуации людей из здания в целом, можно прийти к таким заключениям.

При пожарах в развлекательных и производственных и иных зданиях, где основным горючим веществом являются целлюлозные материалы (в том числе дерево), опасная длительность пожара допустима быть равной 5–6 мин. При пожарах в сооружениях, где используются волокнистые материалы во взрыхленном состоянии, а следом горючие и легковоспламеняющиеся жидкости – от 1,5 до 2 мин.

Следует отметить, допустимую длительность эвакуации необходимо принимать соответственно 2,8 и 3 мин – в зданиях второй степени огнестойкости; 1 мин – в зданиях четвертой и пятой степени огнеупорности. В сооружениях, где не возможно обеспечить эвакуацию людей в течение определенного времени, должны приниматься меры по созданию эвакуационных путей не подлежащих задымлению.

Учитывая архитектурные решения связанные со зданиями повышенной этажности стали широко применяться так называемые лестницы не подлежащие задымлению. Самым часто используемым является вариант со входом в лестничную клетку через так называемую воздушный район. В качестве воздушного района используются балконы, лоджии и галереи.

## 5.2 Метод расчета времени эвакуации

Длительность эвакуации персонала до выхода наружу из сооружения определяют по длине путей эвакуации и пропускной способности дверных проемов и лестниц. вычисления ведутся для условий, что на путях эвакуации плотности людских потоков равномерны и достигают наиболее высоких значений.

Согласно ГОСТ 12.1.004–91, общее время выхода людей наружу складывается из интервала «времени от начала пожара до начала эвакуации людей»,  $t_{нэ}$ , и расчетного времени эвакуации,  $t_p$ , которое является суммой времени движения плотного потока по отдельным участкам ( $t_i$ ) его маршрута от места где находились люди в момент начала эвакуации до эвакуационных выходов из комнат, с этажа, из сооружения[11].

Понимая то что длительность этого этапа существенно влияет на общее время выхода людей наружу, крайне важно знать, какие факторы составляют его величину (нужно осознавать, что большинство этих факторов также будут влиять на участке всего процесса эвакуации). Ссылаясь на существующие проекты в этой области, можно выделить следующие:

- состояние людей: основные факторы (ограничение органов чувств, физическинедостатки, временные факторы (сон/движение), утомленность, тревога, а также алкогольное опьянения);
- пожарная сигнализация;
- слаженность действий рабочих;
- социальные и родственные связи людей;

- подготовка к чрезвычайным ситуациям;
- тип сооружения.

Расчетное время эвакуации людей ( $t_p$ ) определяется как сумму времени движения людского потока по отдельным участкам пути  $t_f$ :

$$t_p = t_{н.э.} + t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_i \quad (5.6)$$

где  $t_{н.э.}$  – время задержки начала движения к выходу;

$t_1$  – время движения масс на первом участке, мин;

$t_2, t_3, \dots, t_i$  – время движения масс на каждом из последующих после первого маршрутами пути, мин.

При вычислении полный объем пути движения людского потока подразделяется на отдельные участки (проход, коридор, дверной проем, лестничный марш, тамбур) длиной  $l$ , и шириной  $b_j$ . Первостепенными участками являются проходы между рабочими местами, аппаратами, рядами кресел и тому подобное.

При вычислении расчетного времени длина и ширина каждого района пути до выхода наружу принимаются по проекту сооружения. Протяженность пути по лестничным маршам, а также по пандусам вычисляется по длине марша. Протяженность пути в дверном проеме остается равной нулю. Проем, установленный в стене толщиной более 0,7 м, а также тамбур следует считать самостоятельной областью горизонтального пути, имеющим окончательную длину.

Время движения людского потока по первому участку пути ( $t_1$ ), мин, рассчитывается по соотношению:

$$t_1 = \frac{L_1}{V_1} \quad (5.7)$$

где  $L_1$  – протяженность начального участка пути, м;

$V_1$  – величина скорости передвижения людского потока по горизонтальному пути на начальном участке, вычисляется в зависимости от относительной плотности  $D$ ,  $m^2/m^2$ .

Плотность людского потока ( $D$ ) на начальном участке пути,  $m^2/m^2$ , рассчитывают по соотношению:

$$D_1 = (N_1 \times f) / (L_1 \times b_1) \quad (5.8)$$

где  $N_1$  – количество людей на начальном участке пути, чел.;

$f$  – средняя площадь горизонтальной проекции человека;

$L_1$  и  $b_1$  – длина и ширина начального участка пути, м.

Быстрота  $V$  передвижения людского потока на участках пути, следующих после начального, принимается по справочным данным в зависимости

от значения активности движения людского потока по отдельно взятому из этих участков пути, которое рассчитывают для всех участков пути, в том числе и для дверных проемов, по соотношению:

$$q_i = (q_{i-1} \times b_{i-1})/b_i \quad (5.8)$$

где  $b_i, b_{i-1}$  – ширина рассматриваемого  $i$ -го и предыдущего участка движения, м;

$q_i, q_{i-1}$  – величина интенсивности направления людского потока по рассматриваемому  $i$ -му и предшествующему участкам пути, м/мин.

Если величина  $q_i$ , вычисляемое по соотношению (5.8), меньше или равно значению  $q_{max}$ , то время движения по участку пути ( $t_1$ ) в минуту: при этом значения  $q_{max}$ , м/мин следует принимать по таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Интенсивность движения людей

Вид пути	Интенсивность движения, м/мин
горизонтальный	16,5
дверной проем	19,6
лестница вниз	16
лестница вверх	11

При случае если значение  $q_n$  вычисленное по соотношению (5.8), больше  $q_{max}$ , то ширину  $b_j$  этого отрезка пути следует преумножить на такое значение, при котором остается условие:

$$q_i \leq q_{max} \quad (5.9)$$

При случае если нет возможности выполнить условия (5.9) активности быстрота движения людского потока по отрезку пути  $i$  вычисляют по табличным данным при значении  $D = 0,9$  и более. Совместно с этим должно учитываться время замедления движения людей из-за образовавшегося за счет людей скопления.

При совмещении в начале отрезка  $i$  двух и более людских потоков активность движения ( $q_i$ ), м/мин, рассчитывают по соотношению:

$$q_i = (\sum q_{i-1} \times b_{i-1})/b_i \quad (5.10)$$

где  $q_{i-1}$  – интенсивность движения людских потоков, совмещающихся в начале отрезка, м/мин;

$b_i$  – ширина отрезков пути совмещения, м;

$b_{i-1}$  – ширина рассматриваемого отрезка пути, м.

Если значение  $q_i$  вычисленное по соотношению (5.10), превышает  $q_{max}$ , то ширину  $b_i$ - данного отрезка пути следует повышать на такую степень, чтобы соблюдалось условие (5.9). При таком раскладе время движения по отрезку  $i$  вычисляется по соотношению (5.8).

Интенсивность движения в дверном проеме шириной менее 1,6 м вычисляется по соотношению:

$$q_d = 2,5 + 3,75 \times b \quad (5.11)$$

где  $b$  - ширина проема.

Время движения через проем вычисляется как частное деления числа людей в потоке на пропускную возможность дверного проема:

$$t_d = (N \times f)/(q_d \times b) \quad (5.12)$$

### 5.3 Практический расчет

По категории сооружение относится к группе Д и второй степени огнеупорности.

Опасная длительность пожара по температуре вычисляется по соотношению с учетом мебели в комнате:

$$\tau_{n.k.} = \sqrt[3]{\frac{100,8 \times 1009 \times 50}{(1-0,5) \times 3,14 \times 13800 \times 14 \times 0,36 \times 0,36}} = \sqrt[3]{129,36} = 5,05 \text{ мин.}$$

Опасная длительность пожара по объему кислорода вычисляется по соотношению:

$$\tau_{n.k.}^{O_2} = \sqrt[3]{\frac{100 \times 100,8}{3,14 \times 14 \times 4,76 \times 0,36 \times 0,36}} = \sqrt[3]{371,69} = 7,19 \text{ мин.}$$

Наименьшая длительность пожара по определенной температуре составляет 5,05 мин. Возможная длительность эвакуации для данного сооружения:

$$\tau_{доп}^1 = m \tau_{n.k.}^1 = 1 \times 5,05 = 5,05 \text{ мин}$$

Время замедления начала движения к выходу принимается 4,1 мин по табличным значениям с учетом того, что сооружение не имеет стационарной системы сигнализации и пожарной сигнализации.

Для вычисления времени движения людей по начальному отрезку, с учетом габаритных объемов комнаты 6 м х 7 м, рассчитывается плотность движения людского потока на начальном отрезке по соотношению (5.8):

$$D_1 = (10 \times 0,1)/(6 \times 7) = 1/42 = 0.0238 \text{ м}^2/\text{м}^2.$$

Исходя из табличных значений, быстрота движения составляет 100 м/мин, активность движения 1 м/мин, т.о., время движения по первому участку:

$$t_1 = 7/60 = 0,116 \text{ мин.}$$

Высота дверного проема принимается равной нулю. Максимальная возможная активность движения в дверном проеме в оптимальных условиях  $g_{\max}=19,6$  м/мин, интенсивность движения в дверном проеме шириной 1,1 м вычисляется по соотношению (5.11):

$$q_d = 2,5 + 3,75 * b = 2,5 + 3,75 * 1,2 = 7 \text{ м/мин,}$$

$q_i \leq q_{\max}$ , из за этого передвижение через дверной проем протекает беспрепятственно.

Время движения в проеме вычисляется по соотношению (5.12):

$$t_{d1} = 7 \times 0,1/7 \times 1,1 = 0,09 \text{ мин.}$$

Из за того что на втором этаже работает 88 человек, плотность людского потока второго этажа будет:

$$D_2 = 88 \times 0,1/28 \times 3 = 0,33 \text{ м}^2/\text{м}^2$$

Учитывая табличные значения быстрота движения составляет 80 м/мин, активность движения 8 м/мин, то время движения по второму отрезку (из коридора на лестничную клетку):

$$t_2 = 28/80 = 0,35 \text{ мин.}$$

Для вычисления быстроты передвижения по лестничной клетке вычисляется интенсивность движения на третьем отрезке по соотношению (5.10):

$$q_i = (8 \times 4)/2 = 16 \text{ м/мин.}$$

Из решения видно, что на лестничной клетке быстрота людского потока уменьшается до 80 м/мин. Время движения по лестничной клетке вниз (3-й участок):

$$t_3 = 10/80 = 0,125 \text{ мин}$$

При прохождении на первый этаж людской поток первого и второго этажа перемешиваются. Плотность людского потока для первого этажа:

$$D_4 = (68 \times 0,1)/(28 \times 3) = 0,08 \text{ м}^2/\text{м}^2$$

при этом интенсивность движения составит около 8 м/мин.

При переходе на 4-й отрезок происходит смешивание людских потоков, поэтому активность движения рассчитывается по соотношению :

$$q_i = ((8,125 * 2) + (8 \times 3))/3 = 13,41 \text{ м/мин.}$$

Учитывая табличные значения, быстрота движения равняется 80 м/мин, поэтому скорость движения по коридору первого этажа:

$$t_4 = 28/60 = 0,46 \text{ мин}$$

Тамбур находящийся на выходе наружу имеет длину пять метров, на этом участке образуется наибольшая плотность людского потока, поэтому согласно табличным данным быстрота падает до 15 м/мин, а время движения по тамбуру будет:

$$t_5 = 5/15 = 0,3 \text{ мин}$$

При наибольшей плотности людского потока активность движения через дверной проем наружу шириной более 1,6 м – 8,5 м/мин, время движения через него:

$$t_{d2} = (192 \times 0,1)/(8,5 \times 2) = 1,13 \text{ мин.}$$

Расчетное время эвакуации рассчитывается по формуле (5.6):

$$t_p = t_{н.э.} + t_1 + t_{d1} + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_{d2} = 4,1+0,116+0,09+0,35+0,125+0,46+0,3+1,13=6,671 \text{ мин.}$$

По полученным данным, расчетное время эвакуации из кабинетов административного здания при месторождении 6,671 мин. а критическая продолжительность пожара 5,05 мин. Поэтому здание, в котором располагается предприятие, необходимо оборудовать системой оповещения о пожаре, средствами автоматической сигнализации.



## 6 Экономическая часть

Для того чтобы повысить уровень использования попутного нефтяного газа необходимы согласованные усилия нефтегазоперерабатывающих предприятий и нефтедобывающих компаний по вводу необходимого количества объектов промышленного сбора, подготовки и транспортировки ПНГ, реконструкции и сооружению новых газоперерабатывающих производств с соответствующей инфраструктурой. Воплощение таких программ в жизнь требует значительных инвестиций, как производителей, так и потребителей ПНГ и существенных мер государственной помощи[15].

Прежде всего сжигание ПНГ на промышленных факелах является одним из серьезных источников загрязнения окружающей среды: вместе с углеводородами в атмосферу выбрасывается значительное количество углекислого газа, сажи, окислов азота, сероводорода и других вредных веществ. При сжигании ПНГ в РК загрязняющие выбросы в атмосферу составляет 400 тыс. т в год или 12% от объема всех выбросов вредных веществ. Так же, за счет огромного потребления кислорода и теплового излучения сжигание ПНГ способствует активизации парникового эффекта.

В предыдущих разделах дипломного проекта было выявлено что наиболее приемлемым способом утилизации попутного нефтяного газа является его энергетическая утилизация. То есть максимальный возможный объем попутного газа должен использоваться на собственные нужды, для выработки электроэнергии и для подогрева транспортируемой нефти[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”.

Ввиду этого в разделе «экономика» велся расчет капитальных затрат на покупку нового оборудования, расчет амортизационных отчислений. Так же проведен расчет фонда заработной платы, стоимости электроэнергии, тепла и воды, расчёт расходов на содержание и эксплуатацию оборудования, расчёт расходов на содержание аппарата управления, зданий и сооружений итд.

### 6.1 Расчёт экономической эффективности

Основные исходные данные для расчёта экономической эффективности проекта и его показателей даны в табл. 6.1. Стоимость отходов (сырья для переработки) равна 520тг/т.

Таблица 6.1 – Исходные данные к расчёту эффективности проекта

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

### 6.1.1 Определение капитальных затрат

Капитальные затраты - это сумма стоимости приобретаемого оборудования, транспортно-заготовительных затрат и расходов на установку и демонтаж старого оборудования. Расчёт капиталовложений предоставлен в табл.6.2.

Таблица 6.2 – 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

Опираясь на таблицу 6.2 капиталовложения (размер требуемых инвестиции) составят величину:

$$K = 1084,29 + 13,167 + 64,372 = 1161,83 \text{ тыс.тг.}$$

### 6.1.2 Расчёт амортизационных отчислений

Стоимость используемых под проект зданий и сооружений на данный момент берется в размере 40% от всего вновь устанавливаемого и эксплуатируемого оборудования (таблица 6.2)

$$(643,72 + 847,1) \times 0,4 = 596,32 \text{ тыс. тг.}$$

Расчет амортизационных отчислений выполняется на вновь приобретаемое и используемое оборудование, транспорт и инструменты (табл. 6.2).

Стандарты амортизации оборудования приняты по общепринятым данным. Амортизационные отчисления получены умножением стоимости на норму амортизации. Все расчёты приведены в табл. 6.3.

Таким образом, сумма амортизационных отчислений за год составляет 187,78 тыс. тенге. Это является приемлемым для предприятий такого масштаба как добыча углеводородного сырья и попутного нефтяного газа на месторождениях.

Таблица 6.3 – Расчет амортизационных отчислений

Вид основных фондов	Норма амортизации, %	Стоимость, тыс. тенге	Сумма амортизации, тыс. тенге
(1)	(2)	(3)	$\frac{(2) \times (3)}{100}$
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

### 6.1.3 Расчет фонда заработной платы

Списочное количество основных работников принимается из расчёта  $\frac{1}{130}$  от общей стоимости всех основных фондов (табл. 3), которая выражена в тыс.тенге. Полученный результат округляется в меньшую сторону до целого. В нашем случае:

$$2408,007/130 \approx \downarrow 18 \text{ (основ. рабочие)}$$

Списочное количество вспомогательных рабочих принимается из расчёта  $\frac{1}{3}$  от списочного количества основных рабочих. Полученный результат округляется в меньшую сторону до целого:

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

Таблица 6.4 – 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	<u>x</u>	29880

Списочное количество руководителей и специалистов принимается из расчёта  $\frac{1}{5}$  от списочного количества основных и вспомогательных рабочих. Рассчитанный результат округляется в меньшую сторону до целого, но не должен быть меньше трех. Расчёт тарифного фонда заработной платы основных рабочих, вспомогательных рабочих, руководителей и специалистов установлен путём перемножения списочного количества на их должностной месячный оклад и на количество месяцев в период. В табл. 6.4 продемонстрирован расчёт годового фонда заработной платы.

Согласно расчетам, годовой фонд оплаты всех работников составит 29880 тыс. тенге.

#### 6.1.4 Расчёт стоимости электроэнергии, тепла и воды

Годовое потребление в электроэнергии оценивается исходя из 2530 кВт/час, приходящихся на одного рабочего:

$$2530 \times 29 = 73370 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

Годовое потребление теплоты проекта оценивается исходя из 20 Гкал, приходящихся на одного рабочего:

$$20 \times 29 = 580 \text{ Гкал}$$

Годовое потребление воды проекта рассчитывается исходя из 45 м<sup>3</sup>, приходящихся на одного рабочего:

$$45 \times 29 = 1305 \text{ м}^3$$

На основании потребности в электроэнергии, тепла и воды, рассчитана их стоимость в текущих тарифах. Расчёт приведен в табл. 5.

Таблица 6.5 – 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
<b>Итого:</b>			<b>4377087,45</b>

Исходя из расчетов, общая годовая стоимость электроэнергии тепла и воды составляет 4377 тыс.тг.

### 6.1.5 Расчёт расходов на содержание и эксплуатацию оборудования

Затраты на содержание (услуги сторонних организаций) и использование оборудования (стоимость материалов для обслуживания) принимаются равными 6% и 4% соответственно от заработной платы вспомогательных работников.

Отчисления на следующий ремонт оборудования принимаются как 10% от зарплаты вспомогательных работников[15].

Затраты на капитальный ремонт оборудования принимаются в размере 4.5% от суммарной цены оборудования, инструментов и транспорта (таблица 6.3).

В общий социальный взнос берется 38% от зарплаты.

Амортизация инструментов, оборудования и транспортных средств рассчитана в табл.6.3, а заработная плата вспомогательных рабочих приведена табл.6.4.

Все расчёты сведены в табл.6.6.

Таблица 6.6 – Расчёт расходов на содержание и эксплуатацию 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

### 6.1.6 Расчёт расходов на содержание аппарата управления, зданий и сооружений

Расчёт зарплаты руководителей, специалистов и служащих, которые входят в аппарат управления, показан в табл. 6.4.

Расчёт единого социального взноса идентичен предыдущему.

Содержание зданий и сооружений составляет четыре процента, на следующий и капитальный ремонт -10% и 2.7% соответственно от их стоимости (таблица 6.3). Затраты на охрану труда принимаются в размере тысячи тенге на одного работающего[15]. Результаты произведенных расчетов приведены в таблице 6.7

Таблица 6.7 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

### 6.1.7 Расчёт себестоимости

Номинальная стоимость сырья и материалов вычисляется исходя из количества отходов, поступающих на переработку (табл. 6.1), номинального фонда времени и стоимости единицы сырья, принимаемой равной 520 тг/т.

Учитывая календарный фонд времени (365 дней), выходных и праздничных — 114 дней, номинальный фонд времени составит:

$$365-114 = 251 \text{ день,}$$

а стоимость сырья и материалов составит:

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

Так же транспортно-складские расходы составляют 9% от стоимости сырья и материалов, а прочие расходы — 1.2% от суммы всех предыдущих затрат в таблица. 6.8.

Следом на основании выполненных выше расчётов затрат возможно определить полную себестоимость продукции проекта.

Этот расчёт включает статьи, приведенные в табл. 6.8

Таблица 6.8 – 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

### 6.1.8 Расчет чистой прибыли

Для того чтобы вычислить размер чистой прибыли из валовой прибыли необходимо вычесть налог на прибыль, он на данный момент составляет 20% от валовой прибыли. Расчет чистой прибыли от реализации продукции и услуг рассматриваемого экологического проекта показан в таблице.6.9.

Таблица 6.9 – Расчет 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

### 6.2 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

В этом дипломном проекте рассмотрены исключительно те аспекты, которые связаны с неизбежным ущербом природной среде при безаварийной работе природопользователя, в результате выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Плата природопользователя за выбросы загрязняющих веществ вычисляется на основании Налогового кодекса Республики Казахстан и решения областного маслихата от 29 марта 2018 года № 188 (табл. 6.10).

Таблица 6.10- 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	
Бенз(а)пирен		996,6

Чтобы компенсировать неизбежный ущерб окружающей среде, в соответствии с Экологическим кодексом, вводятся экономические методы воздействия на предприятия по охране окружающей среды. Меры могут быть такими что с предприятия взимается плата за пользование природными ресурсами и плата за выбросы, сбросы и размещение загрязняющих веществ. Платежи могут быть определены заранее на основе проектных расчетных показателей.

Расчёт платежей за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период работы оборудования представлен в таблице 6.11.

Таблица 6.11 - 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
<b>Итого:</b>				<b>141 652,86</b>
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
<b>Итого:</b>				<b>224 860,98</b>
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
<b>Итого:</b>				<b>195 085,35</b>

Подводя раздел к концу следует отметить, что в экономической части данного дипломного проекта были произведены экономические расчеты экономической оценки, в том числе расчет периода окупаемости оборудования, предварительный расчет плат за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, при этом учитывались налоговые ставки за 2018 год.



## Заключение

В процессе разработки данного дипломного проекта были рассмотрены основные пути утилизации попутного нефтяного газа добываемого на нефтяных месторождениях Республики Казахстан. Проанализированы способы добычи углеводородного сырья, физические и химические свойства нефтяных газов добываемых из залежей нашей страны.

Были проведены расчеты выбросов загрязняющих веществ, при трех различных видах распределения попутного нефтяного газа:

1) Полный объем добываемого нефтяного газа сжигается на факельной установке;

2) Полный объем добываемого нефтяного газа используется как топливо для технологического оборудования;

3) Попутный нефтяной газ в размере 75% от общего объема сжигается, остальные 25% используется в качестве топлива.

Результаты расчетов показывает, что объем выбросов загрязняющих веществ при сжигании нефтяного газа на факельной установке в несколько раз превышает объем выбросов при использовании газа на собственные нужды.

Даже если уменьшить сжигание газа до 25% а остальной объем отправить на собственные нужды выбросы вредных веществ почти вдвое превышают показатели выбросов при использовании всего сырья как топливо для оборудования. Учитывая данные соотношения можно прийти к выводу что наиболее рациональным способом утилизации попутного нефтяного газа, со стороны защиты окружающей среды, является использование полного объема сырья на собственные нужды.

В дипломном проекте, в разделе безопасность жизнедеятельности, были проведены вычисления допустимого времени эвакуации рабочего персонала из административного здания на месторождении. Расчет показал, что время эвакуации из кабинетов административного здания предприятия 6,671 мин. а критическая продолжительность пожара 5,05 мин., что создает необходимость оборудовать здание средствами автоматического оповещения при пожаре.

В разделе экономика, данного дипломного проекта, были проведены расчеты окупаемости используемого оборудования и расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

## 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