

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Агатаев А.

Дипломная работа «Проект нефтепровода Атасу-Алашанькоу  
с увеличением производительности до 20 млн.тонн в год»

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломной работе

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

Алматы 2019

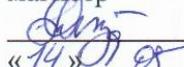
МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой НИ  
магистр

  
«14» 05 М.К. Сыздыков  
2019 г.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

к дипломному проекту

На тему «Проект нефтепровода Атасу-Алашанькоу с увеличением  
производительности до 20 млн.тонн в год»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнил: Агатаев А.

Научный руководитель  
к.т.н., сениор-лектор

  
«10» мая Т.И.Иргibaев  
2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5В070800-Нефтегазовое дело

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой НИ

магистр



М.К. Сыздыков

«15» 01 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломного проекта**

Обучающемуся Агатаев А.

Тема: «Проект нефтепровода Атасу-Алашанькоу с увеличением производительности до 20 млн.тонн в год»

Утверждена приказом ректора университета № 1667-б от 17.10.2018 г.

Срок сдачи законченного проекта: 15.05.2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту: данные с преддипломной практики, данные для ГНПС Атасу и нефтепровода Атасу-Алашанькоу

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекта вопросов:

а) технико-технологическая часть

б) расчетная часть

в) технико-экономическая часть

г) безопасность и охрана труда

д) охрана окружающей среды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): технологическая схема ГНПС Атасу; структурная схема линейной части нефтепровода Атасу-Алашанькоу; схема пожаротушения ГНПС Атасу; тепловая схема ГНПС Атасу; основные технико-экономические показатели.

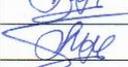
Рекомендуемая основная литература: из 37 наименований

**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технико-технологическая часть	07.01.2019-2.03.2019	
Расчетная часть	15.01.2019-10.03.2019	
Экономическая часть	12.03.2019-2.04.2019	
Безопасность и охрана труда	14.03.2019-13.04.2019	
Охрана окружающей среды	14.04.2019-30.04.2019	

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технико-технологическая часть	Т.И. Иргibaев	2.03.2019	
Расчетная часть	Т.И. Иргibaев	10.03.2019	
Экономическая часть	Т.И. Иргibaев	2.04.2019	
Безопасность и охрана труда	Т.И. Иргibaев	13.04.2019	
Охрана окружающей среды	Т.И. Иргibaев	30.04.2019	
Нормоконтроль	Т.И. Иргibaев	30.04.2019	

Научный руководитель \_\_\_\_\_  Т.И. Иргibaев

Задание принял к исполнению обучающийся: Агатаев А. 

Дата " 30 " апреля 2019 г.

## АНДАТПА

Дипломдық жоба "Атасу-Алашанькоу мұнай құбырының жобасы" НИ кафедрасының тапсырмасы бойынша орындалды.

Түйін сөздер: Атасу-Алашанькоу мұнай құбыры, ГНПС, магистральды сорғы, арын, подпорная насосная.

Бұл дипломдық жобада сорғы агрегаттарын Атасу ГНПС ауыстыру және қайта жаңарту бойынша оңтайлы технологиялық шешімдер қабылданды. Келтірілген техникалық шешімдер Қазақстан Республикасында тиісті нормативтік құжаттарға сәйкес келеді.

Жобада Атасу-Алашанькоу және Атасу МФС мұнай құбырының негізгі объектілері көрсетілген. Мұнай құбырының желілік бөлігінің есептері және негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштер орындалды.

Қауіпсіздік техникасы және еңбекті қорғау мәселелері қаралды. Қоршаған ортаға зиянды әсер ету талданды, осы объектінің қоршаған ортаның компоненттеріне әсерін төмендету бойынша алдын алу, ұйымдастыру іс-шаралары қарастырылған.

## АННОТАЦИЯ

Дипломный проект «Проект нефтепровода Атасу-Алашанькоу с увеличением производительности до 20 млн.тонн в год» выполнена по заданию кафедры НИ.

Ключевые слова: нефтепровод Атасу-Алашанькоу, ГНПС, магистральный насос, напор, подпорная насосная.

В данном дипломном проекте приняты оптимальные технологические решения по реконструкции и замене насосных агрегатов на ГНПС Атасу. Приведенные технические решения соответствуют нормативным документам, соответствующим в Республике Казахстан.

В проекте отражены основные объекты нефтепровода Атасу-Алашанькоу и ГНПС Атасу. Выполнены расчеты линейной части нефтепровода и основные технико-экономические показатели.

Рассмотрены вопросы по технике безопасности и охране труда. Проанализированы вредные воздействия на окружающую среду, предусмотрены профилактические, организационные мероприятия по снижению влияния данного объекта на компоненты окружающей среды.

## ANNOTATION

Diploma project "Atasu-Alashankou oil pipeline project with an increase in productivity up to 20 million tons per year" was carried out on the instructions of the Department of NI.

Key words: Atasu-Alashankou oil pipeline, SPPS, main pump, pressure, booster pump.

In this diploma project, the optimal technological solutions for the reconstruction and replacement of pumping units on the SPPS Atasu. The given technical solutions correspond to the normative documents corresponding in the Republic of Kazakhstan.

The project reflects the main facilities of the Atasu-Alashankou and Atasu SPPS oil pipeline. Calculations of the linear part of the oil pipeline and the main technical and economic indicators were performed.

The questions of safety and labor protection are considered. Analyzed the harmful effects on the environment, provides preventive, organizational measures to reduce the impact of this object on the components of the environment.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение</b>	10
<b>1 Технико-технологическая часть</b>	11
1.1 Характер предполагаемого проекта	11
1.1.1 Техническая документация	11
1.2 Трубопровод	12
1.2.1 Нефтеперекачивающие станции (НПС)	13
1.3 Уровень автоматизации	13
1.3.1 Система SCADA магистрального нефтепровода "Атасу-Алашанькоу"	14
1.3.2 Энергоснабжение	14
1.4 Объекты и системы линейных участков нефтепровода	14
1.5 Обоснование выбора технологического решения	15
<b>2 Расчетная часть</b>	16
2.1 Расчет толщины стенки нефтепровода	16
2.1.1 Расчет толщины стенки нефтепровода для несейсмичных участков	16
2.1.2 Расчет толщины стенки для сейсмического района 8 и 9 баллов	17
2.2 Выбор толщины стенки трубы	19
2.3 Гидравлический расчет трубопровода	20
<b>3 Технико-экономическая часть</b>	24
3.1 Организационная структура и управление	26
3.1.1 Организационная структура	26
3.2 Функциональное разделение систем управления на ГНПС Атасу	27
3.2.1 Численность персонала	27
3.2.2 Организация и условия труда работников	27
3.3 Расчет амортизации	29
3.4 Определение объема капитальных вложений	29
3.5 Метод расчета чистого приведенного эффекта	30
3.5.1 Метод расчета индекса рентабельности	30
3.5.2 Расчет энергетических затрат	31
3.5.3 Потребность строительства в энергетических ресурсах и воде	31
3.5.4 Расчет фонда заработной платы	31
3.5.5 Отчисления от фонда заработной платы	32
3.5.6 Расчет прочих затрат	32
<b>4 Безопасность и охрана труда</b>	33
4.1 Правовые и организационные вопросы безопасности и охраны труда	33
4.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов	33
4.3 Защитные мероприятия	35
4.4 Техника безопасности	36
4.4.1 Подготовительные работы	36
<b>5 Охрана окружающей среды</b>	38
5.1 Краткая климатическая характеристика	38
5.2 Охрана воздушной среды	39
5.3 Охрана водной среды	39

5.4	Охрана земель и недр	40
5.5	Комплекс мероприятий по уменьшению отрицательного воздействия на окружающую природную среду	40
5.6	Источники загрязнения	41
	<b>Заключение</b>	<b>42</b>
	<b>Список использованной литературы</b>	<b>43</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Трубопроводный транспорт играет большую роль в системе нефтегазовой отрасли промышленности. Трубопровод является одним из дешевых видов транспортировки нефти от резервуара на нефтеперекачивающие предприятия и экспорт. Преимущественные способности трубопроводной транспортировки нефти по сравнению с водным и железнодорожным транспортом - минимальная дальность транспортировки, ритмичность работы поставщиков и потребителей, наименьшие потери нефти, наибольшая автоматизация технологических процессов. Транспортные производства, оборудованные комплексом головных, промежуточных перекачивающих насосных станций большой мощности с необходимыми производственными и вспомогательными сооружениями называются магистральными трубопроводами.

В целях обеспечения надежного и бесперебойного приема и транспортировки нефти, а также для увеличения производительности до 20 млн. тонн в год по системе Атасу-Алашанькоу было проведено ряд мероприятий по модернизации и реконструкции объектов непосредственно на ГНПС «Атасу», являющейся головной нефтеперекачивающей станцией нефтепровода «Атасу-Алашанькоу».

## 1 Технико-технологическая часть

### 1.1 Характер предполагаемого проекта

При строительстве нефтепровода «Атасу-Алашанькоу» брали за основу мировые стандарты, внедрялись новейшие технологии, такие как автоматизация сбора и управления технологическим процессом SCADA, системы аварийного управления ESD, волоконно-оптическая линия связи передачи информации ВОЛС, системы энерго, тепло и водоснабжения, нефтегазового оборудования и материалов (трубопроводной и запорной арматуры, термоусадочных манжет и пр.). При укладке трубопровода применяются последние технологии сварочных работ, пересечения водных и прочих инженерных преград. На всех этапах строительства привлекается международная инспекционная компания, которая внедряет системы контроля качества ISO-9000, включая контроль качества поставляемых материалов и оборудования на заводах-изготовителях до его приемки на месте установки и монтажа.

#### 1.1.1 Техническая документация

Таблица 1 - Основные технические характеристики Проекта

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Показатель
1	Диаметр трубопровода	мм.	813
1.1	Толщина стенки	мм.	7,9
1.2	Толщина стенки	мм.	8,7
1.3	Толщина стенки	мм.	9,5
1.4	Толщина стенки	мм.	10,3
1.5	Толщина стенки	мм.	11,9
2	Протяженность	км.	988
3	Расчетное давление	Па	6,4
4	Пропускная способность	млн.т/год	10-20

Таблица 2 - Основные объекты трубопроводной системы

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Показатель
<b>1.</b>	<b>Линейная часть</b>		
1.1.	Трубопровод	км.	988
1.2.	Станции катодной защиты	шт.	11
1.3.	Линейная арматура	шт.	41
<b>2.</b>	<b>Нефтеперекачивающие станции</b>		
2.1.	ПНПС	шт.	1
2.2.	Узлы пуска/приема скребков	шт.	3
2.3.	Конечная НПС	шт.	1
2.4.	Общий объем новых резервуаров	тыс. м <sup>3</sup>	101
<b>3</b>	<b>Электроснабжение</b>		

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Показатель
3.1.	Протяженность ВЛ-110 кВ	км.	246
3.2.	Протяженность ВЛ-10 кВ	км.	1 050
3.3.	ПС 110/10 кВ	шт.	1
3.4.	ПС 110/0,4 кВ	шт.	3
3.5.	КТП для задвижек	шт.	41
<b>4.</b>	<b>Водозаборные скважины</b>	шт.	7
<b>5.</b>	<b>Связь</b>		
5.1.	ВОЛС	км.	1 037
5.2.	Узел связи	шт.	47
<b>6.</b>	<b>Новые дороги для строительства и обслуживания</b>	км.	<b>565</b>
<b>7.</b>	<b>Система автоматизации SCADA</b>		
7.1.	Терминал-дисплей диспетчерского управления	шт.	1
7.2.	Центральный диспетчерский пункт	шт.	1
7.3.	Система измерения	шт.	2
7.4.	Система калибровки	шт.	2

## 1.2 Трубопровод

После ГНПС Атасу трубопровод идет вдоль автотрассы в юго-восточную сторону и достигает сторону юго-запада места Орынбай. Отсюда трубопровод поворачивает на юго-запад, проходит местность Шарбай, далее через южную сторону озера Коктенколь. В 15 км. от Коктенколь (от ГНПС 61 км) в юго-восточном направлении трасса приближается к автодороге Коктенколь - Агадырь. Далее маршрут трубопровода проходит вдоль трассы в сторону г.Агадырь, где в 80км. от ГНПС Атасу переходит данную автодорогу, затем на 86 км. от ГНПС Атасу трасса приближается к автотрассе и идет вдоль нее. Трубопровод переходит автодорогу и железную дорогу на юге от г.Агадырь.

На юго-западе от Акчатау, трасса поворачивает на юго-восток, проходит северную сторону от Акжала, переходит автодорогу М-36. С юго-востока обходит водозабор Жамши. В восточном направлении трасса проходит незаселенный район холмов. На 64,2 км от начального пункта данного участка (47°41'20"N; 74°37'0"E), трасса поворачивает на восток, на 221,2 км от начального пункта данного участка (47°41'0"N; 76°42'0"E), трасса поворачивает на юго-восток, на 351,6 км трасса вновь поворачивает на юго-восток, доходит до района песков в 26 км юго-восточнее Актогая (46°43'20"N; 79°50'25"E).

Участок Актогай – Алашаньюку начинается на юго-восточной стороне от Актогая (46°43'20"N,79°50'25"E). Вдоль железной дороги трубопровод двигается в юго-западном направлении, проходит северную часть района песков Каракумы. На северо-западе в 8 км от Ушарала трасса переходит реку Тентек, к северу от села Коммунизм переходит автодорогу (Р-132) и реку

Жайпак. После перехода реки Коктумы, трасса идет вдоль автодороги (А-355), переходит реку Ыргайты. На юго-западе от села Коммунизм трасса вновь пересекает реку Жайпак. Затем идет вдоль автодороги и проходит по предгорной наклонной к ущелью Джунгарские Ворота. Затем переходит реки Теректы и Токты, через Достык доходит до границы РК и КНР. Протяженность трубопроводной трассы этого участка составляет 288 000 м.

### 1.2.1 Нефтеперекачивающие станции (НПС)

В промежуточной НПС принята технологическая схема «из насоса в насос». На первоначальном этапе предусматривается промежуточная НПС №9. Её главной функцией является повышение давления в трубопроводе.

Узел приема и учета нефти на НПС Алашанькоу. На этом этапе также принята технологическая схема «из насоса в насос». Основные функции - учет нефти, прием-пуск скребка и повышение давления.

Нефтеперекачивающие станции размещаются по трассе нефтепровода в соответствии результатов технологических расчетов, с учетом требований по охране окружающей среды, инженерно-геологических условий местности и рельефа, а также условий социальной сферы.

Проектом предусмотрено пять технологических площадок, в том числе конечная НПС на Алашанькоу – узел коммерческого учета нефти, на территории Китая; 1 промежуточная нефтеперекачивающая станция и 3 площадки узлов пуска и приема очистных устройств (УППОУ). Местонахождение НПС приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Размещение Нефтеперекачивающих станций и узлов пуска и приема очистных устройств

№	Название НПС	Расстояние (км)	Высота (м)	Расстояние между НПС (км)
1	УППОУ	130	730	130
2	УППОУ	370	610	240
3	Промеж. НПС	575	600	205
4	УППОУ	835	402	260
5	Узел коммер. учета нефти Алашанькоу	988	350	153

## 1.3 Уровень автоматизации

### 1.3.1 Система SCADA магистрального нефтепровода "Атасу-Алашанькоу"

Основной целью установки системы автоматизации технологического процесса магистральным нефтепроводом (SCADA) является обеспечить централизованный контроль и управление магистральным нефтепроводом, а также увеличить время работы, сократив время перерывов, обеспечить высокую надежность эксплуатации трубопровода, стабильность

технологического процесса перекачки, защита окружающей среды, обнаружение интенсивности и места утечки и обеспечение безопасности эксплуатации магистрального нефтепровода.

Автоматически контролироваться, и управляться системой диспетчерского контроля и сбора данных (SCADA-системой) будут функции автоматического управления нефтеперекачивающими насосными станциями ГНПС, НПС, и вспомогательными линейными объектами.

### **1.3.2 Энергоснабжение**

SCADA-система контролирует и управляет ниже представленные параметры:

- Готовность к режиму дистанционного управления.
- Ток на выходе сети электроснабжения напряжением 6(10) кВ.
- Напряжение аккумуляторной батареи источника бесперебойного электропитания.
- Неисправность распределительного устройства.
- Отказ распределительного устройства.
- Работа источника бесперебойного питания.
- Неисправность источника бесперебойного питания.
- Неисправность счетчика электроэнергии.
- Работа защиты от пониженного напряжения.
- Работа защиты от перегрузки.

Системы тепло- и водоснабжения оснащаются локальными программами автоматики, которые обеспечивают нормальную работу без постоянного контроля.

Система обнаружения пожара и загазованности следят за детекторами пожара и газа в зданиях, помещениях для различного оборудования и на технологических площадках.

Непосредственно на узлах коммерческого учета нефти SCADA-системой будет возможность отображения следующих параметров:

- Мгновенный и суммарный расход нефти в массовых и объемных единицах.
- Давление нефти до и после узла учета нефти.
- Температура нефти.
- Плотность нефти.
- Вязкость нефти.
- Состояние измерительных линий.

## **1.4 Объекты и системы линейных участков нефтепровода**

### **Узлы линейных задвижек**

К числу контролируемых SCADA-системой параметров относятся:

- Команды аварийного закрытия линейной арматуры (пневмоприводных задвижек) и состояние задвижек.

- Ток и напряжение в системе катодной защиты.
- Давление до и после задвижки.
- Напряжение аккумуляторной батареи солнечных энергетических установок (СЭУ).
- Выходное напряжение источника питания (СЭУ).
- Прохождение очистных и диагностических устройств.
- Давление и температура на узлах запуска и приема очистных и диагностических устройств.
- Состояние запорных устройств камер запуска и приема (закрыты/открыты).
- Уровень нефти в дренажном резервуаре-отстойнике.
- Управление (пуск/остановка) насосом отстойника.
- Сигналы видеонаблюдения с периметрально-охранной сигнализации крановых узлов и концевых выключателей.

### **1.5 Обоснование выбора местоположения и размера проекта**

С учетом казахстанских норм строительства трубопроводов, согласно соответствующим международным нормам и стандартам, учитывая рельеф, инженерно-геологические, климатические, гидрогеологические, сейсмические условия, представлены следующие варианты выбора:

максимально выпрямленная трасса для сокращения прокладки нефтепроводов;

трасса с наиболее лучшими условиями технического обслуживания, с целью управления производством, а также уменьшения работ строительства;

обход неблагоприятных геологических и сейсмически опасных зон;

трасса, где невелика вероятность развитие городов, земель и гидротехнических сооружений;

трасса, которая не пересекает территории рудников, водозаборов и лесных угодий.

## 2 Расчетная часть

### 2.1 Расчет толщины стенки нефтепровода

#### 2.1.1 Расчет толщины стенки нефтепровода для несейсмичных участков

##### Расчет толщины стенки участка нефтепровода третьей категории

По стандарту СНиП 2.05-06-85, для того, чтобы рассчитать толщину стенки нужно использовать ниже представленные формулы:

$$\delta = \frac{nPD}{2(R_1 + nP)}$$

$$R_1 = \frac{R_H m}{k_1 k_H}$$

где:  $n$  = коэффициент надежности по нагрузке (по внутреннему давлению), принимается по табл.13 СНиП 2.05-06-85;

$P$  - расчетное давление, МПа;

$D$  - наружный диаметр трубопровода, мм;

$R_1$  - расчетное сопротивление материала трубы, МПа;

$R_H$  - нормативное сопротивление растяжению, для Х60 возьмем 517 МПа;

$m=0.9$ , коэффициент условий работы, по табл.1 СНиП 2.05-06-85;

$k_1=1.47$ , коэффициент надежности по материалу, по табл.9 СНиП 2.05-06-85;

$k_H=1.0$ , коэффициент надежности по эксплуатации, по табл.11 СНиП 2.05-06-85.

Высчитываем толщину стенки для ГНПС Атасу - №8 УППОУ 0– 30 км:

$$R_1 = \frac{517 \cdot 10^6 \cdot 0.9}{1.47 \cdot 1.0} = 316.53 \text{ МПа}$$

$$\delta = \frac{1.15 \cdot 5.8 \cdot 10^6 \cdot 813}{2(316.53 \cdot 10^6 + 1.15 \cdot 5.8 \cdot 10^6)} = 8.39 \text{ мм}$$

Полученные значения округляем до ближайшего по сортаменту, который равен 8,7 мм.

Конечный результат указан в таблице 4.

Таблица 4– Результаты расчетов

Расстояние, км	Рабочее давление, МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Выбранная толщина стенки, мм
0 – 30	5.8	8.39	8.7
30 – 130	5.1	7.40	7.9

130 – 160	5.5	7.96	8.7
160 – 384	5.0	7.25	7.9
384 – 416	6.0	8.67	8.7
416 – 565	5.4	7.82	7.9
565 – 593	5.5	7.96	8.7
593 – 638	5.7	8.25	8.7
638 – 648	5.5	7.96	8.7
648 – 759	4.8	6.96	7.9

## 2.1.2 Расчет толщины стенки для сейсмического района 8 и более баллов

### Расчет толщины стенки трубы нефтепровода в сейсмическом районе 8 баллов

По СНиП 2.05-06-85, при прокладывании трубопроводов в сейсмическом районе более 8 баллов, нужно заранее предусмотреть влияния возможных землетрясений. Для того чтобы рассчитать данное значение используются следующие формулы:

$$\delta = \frac{nPD}{2(\Psi_1 R_1 + nP)}$$

$$R_1 = \frac{R_H m}{k_1 k_H}$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \left( \frac{\sigma_N}{R_1} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_N}{R_1}$$

$$\sigma_N = -\alpha E \Delta t n_{C1} + \mu \frac{nPD_H}{2\delta} n_{C2} + 0.04 m K_0 K_H \alpha_c E_{TP} T_0 C_p^{-1}$$

где:  $\sigma_N$  - совмещенное напряжение;

$D_N$  - внутренний диаметр трубопровода, мм;

$R_1$  - расчетное сопротивление растяжения для обычных участков III категории 316,53 МПа;

$n_{C1} = 0.8$ , совмещенный коэффициент по перепаду давления;

$n_{C2} = 0.9$ , совмещенный коэффициент по внутреннему давлению;

$\sigma_N = 1.2 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ , коэффициент линейного расширения;

$E = 2.06 \times 10^5 \text{ МПа}$ , модуль упругости материала;

$\Delta t$  - расчетный температурный перепад,  $40 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

$\mu = 0.3$ , коэффициент Пуассона;

$n=1.15$ , коэффициент надежности по нагрузке (по внутреннему давлению), принимается по табл.13 СНиП 2.05-06-85;

$m=0.6$ , коэффициент заземления трубопровода в грунте;

$K_0$  - коэффициент степени ответственности трубопровода, для района 8 баллов возьмем 1.5;

$K_H=1.0$ , коэффициент повторения землетрясения;

$\alpha_c$  - класс ускорения землетрясения, для сейсмического района 8 баллов возьмем  $363 \text{ см/с}^2$ ;

$E_{TP} = 2.06 \times 10^5 \text{ МПа}$ , модуль упругости материалов;

$T_0$  - период главного колебания, для сейсмического района 0.30 с;

$C_p^{-1} = 0.3 \times 10^5 \text{ см/с}$ , класс скорости продольной сейсмической волны.

$$\sigma_N = -1.2 \cdot 10^{-5} \cdot 2.06 \cdot 10^5 \cdot 40 \cdot 0.8 + 0.3 \cdot \frac{1.15 \cdot 4.8 \cdot 10^6 \cdot 795.6}{2 \cdot 8.7} \cdot 0.9 + \\ + 0.04 \cdot 0.6 \cdot 1.5 \cdot 1.0 \cdot 363 \cdot 2.06 \cdot 10^5 \cdot 10^6 \cdot 0.30 \cdot 0.3 \cdot 10^5 = 33.2831 \text{ МПа}$$

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \left( \frac{33.2831}{316.53} \right)^2} - 0.5 \frac{33.2831}{316.53} = 0.968$$

$$\delta = \frac{1.15 \cdot 4.8 \cdot 10^6 \cdot 813}{2(0.968 \cdot 316.53 \cdot 10^6 + 1.15 \cdot 4.8 \cdot 10^6)} = 8.60 \text{ мм}$$

Окончательный расчет предоставлен в следующей таблице 5.

Таблица 5– Результаты расчетов

Расстояние, км	Рабочее давление, МПа	$\sigma_N$ , МПа	$\psi_1$	Расчетная толщина стенки, мм	Выбранная толщина стенки, мм
759 – 792.6	4.8	33.2831	0.968	8.60	8.7
792.6 – 822	6.3	33.2831	0.943	9.63	10.3
822 – 832	5.5	33.2831	0.943	8.43	8.7
832 – 907	5.0	33.2831	0.943	7.68	7.9

### Расчет толщины стенки трубы для прямого участка нефтепровода в сейсмическом районе 9 баллов

Между КР907 – КР962.2 находится сейсмический район в 9 баллов.

$$\delta = \frac{nPD}{2(\Psi_1 R_1 + nP)}$$

$$R_1 = \frac{R_H m}{k_1 k_H}$$

$$\Psi_1 = \sqrt{1 - 0.75 \left( \frac{\sigma_N}{R_1} \right)^2} - 0.5 \frac{\sigma_N}{R_1}$$

$$\sigma_N = -\alpha E \Delta t n_{C1} + \mu \frac{n P D_H}{2 \delta} n_{C2} + 0.04 m K_0 K_H \alpha_c E_{TP} T_0 C_p^{-1}$$

где:  $\sigma_N$  - совмещенное напряжение;

$D_N$  - внутренний диаметр трубопровода, мм;

$R_1$  - расчетное сопротивление растяжения для обычных участков III категории 316,53 МПа;

$n_{C1} = 0.8$ , совмещенный коэффициент по перепаду давления;

$n_{C2} = 0.9$ , совмещенный коэффициент по внутреннему давлению;

$\alpha_N = 1.2 \times 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ , коэффициент линейного расширения;

$E = 2.06 \times 10^5 \text{ МПа}$ , модуль упругости материала;

$\Delta t$  - расчетный температурный перепад,  $40^\circ\text{C}$ , положительный при нагревании;

$\mu = 0.3$ , коэффициент Пуассона;

$n = 1.15$ , коэффициент надежности по нагрузке (по внутреннему давлению), принимается по табл.13 СНиП 2.05-06-85;

$m = 0.6$ , коэффициент заземления трубопровода в грунте;

$K_0$  - коэффициент степени ответственности трубопровода, для района 8 баллов возьмем 2.25;

$K_H = 1.0$ , коэффициент повторения землетрясения;

$\alpha_c$  - класс ускорения землетрясения, для сейсмического района 8 баллов возьмем  $537 \text{ см/с}^2$ ;

$E_{TP} = 2.06 \times 10^5 \text{ МПа}$ , модуль упругости материалов;

$T_0$  - период главного колебания, для сейсмического района 0.46 с;

$C_p^{-1} = 0.3 \times 10^5 \text{ см/с}$ , класс скорости продольной сейсмической волны;

$$\sigma_N = -79.1 + 85.46 + 91.6 = 97.96 \text{ МПа}$$

$$\psi_1 = 0.808$$

$$\delta = 8.93 \text{ мм}$$

## 2.2 Выбор толщины стенки трубы

По результатам расчетов при определении толщины стенки нефтепровода выбираем толщины стенки по сортаменту. Результаты представлены в таблице 6.

Таблица 6– Выбор толщины стенки трубы

Расстояние, км	Рабочее давление, МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Выбранная толщина стенки, мм	Примечание
0 – 30	5.8	8.39	8.7	
30 – 130	5.1	7.40	7.9	
130 – 160	5.5	7.96	8.7	
160 – 384	5.0	7.25	7.9	
384 – 416	6.0	8.67	8.7	
416 – 565	5.4	7.82	7.9	
565 – 593	5.5	7.96	8.7	
593 – 638	5.7	8.25	8.7	
638 – 648	5.5	7.96	8.7	
648 – 759	4.8	6.96	7.9	
759 – 792.6	4.8	8.60	8.7	Сейсмический район 8 баллов
792.6 – 822	6.3	9.63	10.3	Сейсмический район 8 баллов
822 – 832	5.5	8.43	8.7	Сейсмический район 8 баллов
832 – 907	5.0	7.68	7.9	Сейсмический район 8 баллов
907 – 962.2	5.0	8.93	9.5	Сейсмический район 9 баллов

### 2.3 Гидравлический расчет трубопровода

Исходные данные:

1. Перекачка нефти 20 млн. т/год.
2. Протяженность трубопровода 962,2 км.
3. Диаметр трубы 813 мм.
4. Расчетная плотность нефти при 20<sup>0</sup>С равна 829,4 кг/м<sup>3</sup>.
5. Расчетная вязкость нефти при 20<sup>0</sup>С равна 61,4 мм<sup>2</sup>/с.
6. Давление, развиваемое насосной станцией 5,8 МПа, остаточное давление в конце перегона 0,15 МПа.
7. Разность нивелирных отметок начала и конца трубопровода 380 м.

**Решение:**

1. Вычисляем Q- расход нефти в секунду:

$$Q = \frac{G}{\rho \cdot 350 \cdot 24 \cdot 3600}$$

$$Q = \frac{20 \cdot 10^9}{829.4 \cdot 350 \cdot 24 \cdot 3600} = 0,797 \text{ м}^3 / \text{сек}$$

2. Диаметр трубопровода 813 мм. В соответствии со СНиП 2.05-06.85: нормативное сопротивление растяжению, для Х60 возьмем 517 МПа; коэффициенты: коэффициент условий работы 0.9, коэффициент надежности по нагрузке 1.15, коэффициент надежности по материалу 1.47, коэффициент надежности по эксплуатации 1.

3. Рассчитаем сопротивление материала трубы:

$$R_1 = \frac{R_H m}{k_1 k_H}$$

$$R_1 = \frac{517 \cdot 10^6 \cdot 0.9}{1.47 \cdot 1.0} = 316.53 \text{ МПа}$$

4. Нужная толщина стенки трубы:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}$$

$$\delta = \frac{1.15 \cdot 5.8 \cdot 10^6 \cdot 813}{2(316.53 \cdot 10^6 + 1.15 \cdot 5.8 \cdot 10^6)} = 8.39 \text{ мм}$$

5. Находим среднюю скорость течения нефти:

$$v = \frac{4Q}{\pi \cdot d^2}$$

$$v = \frac{4 \cdot 0.797}{3.14 \cdot 0.7956^2} = 1.603 \text{ м/с}$$

6. Относительная шероховатость:

$$\varepsilon = K_{\varepsilon} / d = 0.015 / 795.6 = 0.0000188$$

Переходное число Рейнольдса:

$$Re_l = 10 / \varepsilon = 10 / 0.0000188 = 5.31914 \cdot 10^5$$

7. Находим число Re :

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu}$$

$$Re = \frac{1.603 \cdot 0.7956}{0.0000614} = 20771$$

Имеем турбулентный режим в зоне гидравлически гладкого трения.

8. По формуле Блазиуса вычисляем коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0.3164 / Re^{0.25} = 0.3164 / 20771^{0.25} = 0.026$$

9. Находим гидравлический уклон:

$$i = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} = \frac{0.026}{0.7956} \cdot \frac{1.603^2}{2 \cdot 9.81} = 0.004280$$

10. Потери при трении трубопровода:

$$h = i \cdot l = 0.004280 \cdot 962200 = 4118.216 \text{ м}$$

11. Полная потеря напора при условии, что потери на местные сопротивления составляют 41 м (около 1% от потерь на трение), составит:

$$H = h + h_M + \Delta z$$

$$H = 4118.216 + 41 + 380 = 4539.216 \text{ м}$$

12. Напор, развиваемый одной насосной станцией:

$$H_{CT} = \frac{P_1 - P_2}{\rho_p g}$$

$$H_{CT} = \frac{(5.8 - 0.15) \cdot 10^6}{829.4 \cdot 9.81} = 694.40 \text{ м}$$

13. Необходимое число насосных станций равно:

$$n = \frac{H}{H_{CT}} = \frac{4539.216}{694.40} = 6.53 \approx 6$$

14. При округлении расчетного числа станций в меньшую сторону, т. е. принять  $n' = 6$ , суммарного напора, развиваемого шести насосными станциями, будет недостаточно для компенсации гидравлических потерь в трубопроводе. Тогда для турбулентного режима течения определим:

$$i_{лун} = \omega \cdot i$$

Если  $d_{лун} = d$ , то при турбулентном течении в зоне гидравлически гладких труб ( $m=0.25$ )  $\omega=0.296$ .

$$i_{\text{лун}} = 0.296 \cdot 0.004280 = 0.001266$$

15. Вычислим длину лупинга:

$$X_{\text{лун}} = H_{\text{СТ}} \frac{n - n'}{i - i_{\text{лун}}} = 694.40 \frac{6.53 - 6}{0.004280 - 0.001266} = 122107. \text{ м} = 122.107 \text{ км}$$

### **3 Технико-экономическая часть**

Раздел составлен на основе сметного расчета стоимости реконструкции и модернизации нефтепроводов Восточного филиала АО «КазТрансОйл» - ГНПС «Атасу».

Численность и величина заработной платы существующего производственного персонала определена по штатному расписанию с учетом премий (3-х производственных, 3-х праздничных в размере одного оклада). Численность существующего персонала железнодорожной эстакады и эксплуатационный штат новых объектов определен по «Нормативам численности промышленно-производственного персонала организаций, осуществляющих транспортировку нефти и воды», действующим до 01.03.2012г. Плата в фонд социального страхования, вводимая с 1 января 2012г. входит в размер существующего социального налога (20% к фонду оплаты труда).

Расчетная мощность токоприемников, годовой расход воды, сточных вод, расход топлива взят по проекту. Годовой расход электроэнергии рассчитан по «Нормам технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП 2-86)».

Тариф на потребляемую электроэнергию взят по данным Восточного филиала. Стоимость нефти, как топлива на собственные нужды, рассчитана по внутрикорпоративной цене.

Амортизационные отчисления определены по Налоговому кодексу Республики Казахстан с учетом последних изменений в группах фиксированных активов и нормах амортизации. Ремонтный фонд рассчитан как для площадочных сооружений по нормам Восточного филиала.

Численность персонала на ГНПС «Атасу» сегодня – 99 человека (в том числе 43- АВП).

Численность персонала после 1 этапа реконструкции – 140.

При существующем уровне тарифа на перекачку нефти в Восточном филиале АО «КазТрансОйл» срок окупаемости капиталовложений в реконструкцию и расширение ГНПС «Атасу» и строительство первого линейного участка нефтепровода Атасу-Алашанькоу при годовом объеме перекачки 10 млн. тонн составит 4,7 года.

Стоимость существующих основных производственных фондов указана для определения условной эффективности капитальных вложений в объект и линейный участок нефтепровода.

Экономия расхода электроэнергии на работу магистральных насосов в год составит 2,6 млн. тенге. Срок реконструкции по варианту позволяет уложиться в директивный – 12 месяцев.

Таблица 7 - Штатное расписание ГНПС «АТАСУ» (существующее и после I этапа реконструкции)

№ п/п	Наименование показателей, должностей работников	Численность существующая	Численность на I этапе
<b>ГНПС «Атасу»</b>			
1	Начальник станции	1	1
2	Заместитель начальника станции	1	1
3	Энергетик	1	1
4	Механик	1	1
5	Инженер КИПиА	1	1
6	Инженер по охране труда	1	1
7	Оператор НПС	5	5
8	Оператор котельной	4	4
<b>Ремонтные службы</b>			
9	Электромонтер по ремонту и обслуживанию ЭО	10	10
10	Слесарь по КИПиА	2	7
11	Слесарь по ремонту ТО	5	7
	<b>ИТОГО:</b>	<b>32</b>	<b>39</b>
<b>Железнодорожная эстакада</b>			
1	Начальник	1	1
2	Заместитель начальника	1	1
3	Начальник смены	2	4
5	Оператор товарный	9	14
6	Сливщик-разливщик	18	28
7	Лаборант химического анализа	5	9
	<b>ИТОГО:</b>	<b>35</b>	<b>58</b>
<b>АВП</b>			
1	Начальник АВП	-	1
2	Старший мастер	1	1
3	Трубопроводчик линейный	5	7
4	Электрогазосварщик	2	3
5	Водители автомобилей, машинисты	3	9
	<b>ИТОГО</b>	<b>11</b>	<b>21</b>
<b>Автоколонна</b>			
1	Старший механик автоколонны	1	1
2	Водитель автомобиля ГАЗ-31029	1	1
3	Водитель автомобиля УРАЛ-4320 ЦА-320 г/л - 12т	4	4
4	Водитель автомобиля УРАЛ-42112 г/дл. 9,5м	1	1
5	Водитель автомобиля УРАЛ-ППУ спец. уст. г/л 16т	1	1
6	Водитель автокрана КС-35714 г/л 16 т	1	1
7	Водитель автомобиля КАМАЗ-551111-01 602 г/л 12т	1	1
8	Машинист вездехода АТС-59 300 л.с.	1	1
9	Машинист экскаватора ЕК-18 об. Ковша 1 м <sup>3</sup>	1	1
10	Токарь	1	1

### Продолжение таблицы 7

Хозяйственный участок			
1	Заведующий хозяйством	1	1
2	Кладовщик 1-ой категории	1	1
3	Уборщик помещений с уборкой туалетов	2	3
4	Повар	2	2
5	Кухонный рабочий	2	2
	ИТОГО:	21	22
	ИТОГО ПО ГНПС «АТАСУ»	99	140

## 3.1 Организационная структура и управление

### 3.1.1 Организационная структура

Нефтепровод Казахстан-Китай является транснациональным нефтепроводом, характеризующимся большой протяженностью, что вызывает определенную трудность для строительства, эксплуатации и управления трубопровода. Необходимым условием для высокоэффективной, безопасной эксплуатации нефтепровода служит передовая организационно-управленческая модель.

При проектировании применены современные технологии перекачки нефти, оборудования, компьютерного мониторинга и сбора данных (система SCADA) для централизованного контроля и диспетчерского управления всей трассой. Все эти мероприятия должны обеспечить безопасную, надежную и энергосберегающую эксплуатацию нефтепровода. На базе изучения международной практики строительства и эксплуатации нефтепроводов, предполагается, что для управления и эксплуатации нефтепровода будет принята акционерная трубопроводная компания под руководством Совета директоров.

Главное диспетчерское управление, которое будет располагаться в г.Алматы, проводит мониторинг и контроль производственной деятельности и финансового состояния.

Центральный диспетчерский пункт, расположенный в Атасу, осуществляет мониторинг, диспетчеризацию и управление нефтепроводом.

Местный диспетчерский пункт размещается на территории НПС и выполняет функции по сбору информации и контролю за оборудованием на площадке НПС.

Для обслуживающего персонала нефтепровода не будет создаваться специальная хозяйственно - бытовая база. Хозяйственно-бытовые нужды управленческого и технического персонала будут обеспечены путем аренды или покупки в городах и населенных пунктах, расположенных вдоль нефтепровода. Предполагается привлекать обслуживающий и вспомогательный персонал НПС из числа местного персонала.

## **3.2 Функциональное разделение систем управления на ГНПС Атасу**

На ГНПС «Атасу» предусматривается функциональное разделение систем управления:

- административно-хозяйственное управление службами и подразделениями, выполняющими работы по эксплуатационному и ремонтному обслуживанию;

- оперативное управление технологическими операциями.

Административно-хозяйственное управление службами и подразделениями ГНПС «Атасу» будет осуществляться Восточным филиалом «КазТрансОйл».

Оперативное руководство осуществляется из операторной ГНПС, включающее оперативное управление технологическим и вспомогательным оборудованием и сооружениями площадки ГНПС.

Управление технологическими операциями базируется на современных компьютерных технологиях, программных средствах и обеспечивает:

- надежную работу технологических сооружений и предотвращение аварийных ситуаций;

- повышение эффективности технологического процесса перекачки нефти за счет оперативности представления информации оператору ГНПС и диагностирование состояния оборудования;

- снижение затрат на сбор и обработку данных и повышение информированности пользователей систем.

### **3.2.1 Численность персонала**

Для управления, эксплуатации и обслуживания сооружений ГНПС «Атасу» предусмотрен персонал, численностью 140 человек, в том числе железнодорожная эстакада (без ремонтных служб) – 58, АВП (на два участка) – 21 человек.

Работа производственного персонала предусматривается вахтовым методом.

### **3.2.2 Организация и условия труда работников**

Надежную и бесперебойную работу ГНПС «Атасу» обеспечивает следующий персонал:

- эксплуатационный персонал;

- ремонтный персонал, выполняющий ремонтно-восстановительные работы.

Эксплуатационный персонал осуществляет круглосуточное наблюдение за работой оборудования, ликвидирует возникшие неполадки.

В число дежурных служб входят:

- диспетчеры (товарные операторы);
- слесаря по обслуживанию технологических установок, электрического оборудования, системы КИПиА, водоснабжения, канализации, теплоснабжения и вентиляции.

Работа для дежурных служб предусматривается в две смены, продолжительность каждой смены – 12 часов.

Остальные работники работают в дневную смену.

На данном объекте, ввиду присутствия опасных и вредных производственных факторов, оказывающих неблагоприятное воздействие на здоровье работающих, с целью обеспечения безопасности и повышения работоспособности персонала предусмотрено:

- обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, молоком, мылом и др. средствами;

- соответствие санитарно-бытовых помещений для обслуживающего персонала требованиям СНиП РК 3.02-04-2002 «Административно-бытовые здания»;

- прием пищи и молока производится в выделенном помещении, оборудованном для этой цели (столовая).

Таблица 8 - Основные технико-экономические показатели объекта

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	Кол-во	Прим.
1	Магистральный нефтепровод Атасу-Алашанькоу	км	962,2	
2	Пропускная способность нефтепровода, средняя, расчетная,	тонн/год	20	лн
3	Давление насыщенных паров нефти в нефтепроводе Р раб, не более	кПа	46,4	
4	Общая численность работающих:	чел	140	
5	Проектная продолжительность строительства	мес	8	
6	Дисконтированный поток наличности (NPV) при едином тарифе	тыс.тг	6479,03	
7	Энергетические затраты	тыс.тг	5,4766	
8	Прочие затраты	тыс.тг	173043,54	
9	Фонд заработной платы	тыс.тг	528377,22	
10	Индекс рентабельности		1,01	
11	Внутренняя норма доходности(IRR) при едином тарифе (на весь горизонт расчета)	%	12	
12	Отчисления от фонда заработной платы	тыс.тг	163796,94	
13	Линия электропередачи 10 кВ	км	_	сущ.
14	Стоимость сооружений и нефтепровода - общая В том числе СМР	тыс.тг тыс.тг	386949,18 273824,21	
15	Расчетный срок эксплуатации нефтепровода	лет	30	
16	Рекомендуемый срок строительства	мес.	6	
17	Амортизационные отчисления	тыс.тенге	25925,5	
18	Срок окупаемости	лет	2	

### 3.3 Расчет амортизации

Амортизация рассчитывается методом равномерного списания стоимости. Данный метод является наиболее распространенным и легким, при котором амортизируемая стоимость списывается в равных суммах. Сумма амортизации по каждому объекту основных производственных фондов определяется, исходя из предельных норм амортизации:

$$A_z = \Phi_n \cdot N_a / 100, \quad (3.1)$$

где  $A_z$  – годовая сумма амортизации, ден.ед.;

$\Phi_n$  – первоначальная стоимость объекта основных производственных фондов, ден.ед.;

$N_a$  – норма амортизации, %.

$$A_z = 4868,37 \text{ млн.тг} \cdot 6,7 / 100 = 326,18 \text{ млн.тг}$$

### 3.4 Определение объема капитальных вложений

Наиболее точный результат расчета объема капитальных затрат дает составление сметы на основе количества приобретаемого оборудования, связанного с внедрением мероприятия (реализацией проекта) и расценками на оборудование.

Анализ эффективности инвестпроекта по реконструкции и расширению ГНПС «Атасу» предусматривает расчёт капитальных вложений на строительство нефтепровода Кенкияк-Кумколь-Атасу линейной части (основной нитки) трубопровода (КВтп), новых дополнительных промежуточных НПС нефтепровода Атасу-Алашонькоу (КВпнпс). Тогда общий объём капитальных вложений будет равен (в ден. ед.):

$$КВ = КВтп + КВлч \quad (3.2)$$

$$КВ = 188187,96 + 198761,22 = 386949,18 \text{ тыс.тг}$$

Капитальные вложения на строительство линейной части (основной нитки) трубопровода (КВтп) определяется следующим образом:

$$КВтп = Стп^{уд} \cdot L \quad (3.3)$$

$$КВтп = 15682,330 \cdot 12 = 188187,96 \text{ тыс.тг}$$

где  $Стп^{уд}$  – норматив удельных КВ в строительство линейной части (основной нитки) трубопровода, тыс. тг/км; L – протяжённость трубопровода, км

Капитальные вложения в строительство новой линейной части трубопровода (КВЛЧ) рассчитываются по нормативу затрат на сооружение линий электропередач, систем телемеханики с автоматическим управлением, электрохимической защиты и связи, переходов через водоёмы и водотоки, а также вдоль трассы дорог (Слч<sup>уд</sup>):

$$\text{КВлч} = \text{Слч}^{\text{уд}} \cdot L \quad (3.4)$$

$$\text{КВлч} = 16563,435 \cdot 12 = 198761,22 \text{ тыс.тг}$$

### 3.5 Метод расчета чистого приведенного эффекта

Показатель чистого приведенного эффекта (NPV) является главным критерием доходности инвестиций.

Общая накопленная величина дисконтированных доходов (PV) и чистый приведенный эффект (NPV) рассчитываются по формулам:

$$PV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k}, \quad (3.5)$$

$$PV = \frac{473652,34}{(1+0,1)^2} = 391448,21 \text{ тыс.тг}$$

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} - IC. \quad (3.6)$$

Если NPV > 0, то проект следует принять;

#### 3.5.1 Метод расчета индекса рентабельности

Индекс рентабельности рассчитывается делением суммы всех дисконтированных потоков за весь срок реализации проекта на величину первоначальных инвестиций:

$$PI = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} : IC. \quad (3.7)$$

$$PI = 391448,21 : 384969,18 = 1,01$$

Если PI > 1, то проект следует принять;

### 3.5.2 Расчет энергетических затрат

По статье «энергозатраты» учитывают и планируют затраты электроэнергии на технологические и производственные нужды. С этой целью, как правило, используют нормативный метод расчета:

$$C_{э/эн} = НР_{э/эн} \cdot Ц_{э/эн} \cdot Q, \quad (3.8)$$

где  $НР_{э/эн}$  – норматив расхода электроэнергии на производственные нужды, кВт·ч;

$Ц_{э/эн}$  – тариф на электроэнергию, т.е. стоимость 1 кВт·ч, ден. ед. / кВт·ч;

Тариф на электроэнергию принять равным 14,34 тг/ кВт·ч (7,65 тенге + 75% акциз).

$$C_{э/эн} = 0,86 \cdot 14,34 \cdot 7567 = 41,26 \text{ тыс.тг}$$

### 3.5.3 Потребность строительства в энергетических ресурсах и воде

Потребность в электроэнергии, воде, сжатом воздухе и кислороде определяется показателями стоимости строительно-монтажных работ и приводятся в следующей таблице 9.

**Таблица 9 - Потребность по годам строительства**

Годы строительства	Потребность по годам строительства в			
	Электрической мощности $P=K_1 \times C_{xp} = \text{кВт}$	Воде $V_B = K_2 \times C_x V_B = \text{л/се к}$	Компрессорах $K = K_2 \times C_x K = \text{шт}$	Кислороде $V_P = K_2 \times C_x V_P = \text{м}^3$
Пер – в	$1,26 \times 2737 \times 110 = 7567$	$0,89 \times 273 \times 0,78 = 37,9$	$0,89 \times 273 \times 1,1 = 4$	$0,89 \times 273 \times 6300 = 65420$

В таблице приняты следующие обозначения:

С – объем строительно-монтажных работ по годам строительства в млн.тенге, Р,  $V_B$ , К,  $V_P$  - показатели таблиц 2,7,9,11 из РН-1-73;

$K_1$ ,  $K_2$  - поправочные коэффициенты сметной стоимости для Карагандинской области РК.

Потребность в воде для строителей удовлетворяется за счет подвозки (хозпитьевой), для технических нужд - из ближайших болот, либо из реки Тобол, в электроэнергии от существующих сетей и от ПЭС-60.

### 3.5.4 Расчет фонда заработной платы

Расчет фонда заработной платы производят по месячным тарифным ставкам или окладам. Его величину определяют следующим образом:

$$\text{ФЗП} = \text{ЗП}_{\text{min}} \cdot \text{К}_{\text{тарифн}} \cdot \text{К}_{\text{район}} \cdot \text{К}_{\text{террит}} \cdot \text{К}_{\text{доп. зпл}} \cdot \text{ЧППП} \cdot 12, \quad (3.10)$$

ЗП<sub>min</sub> – минимальная заработная плата, установленная в РК, 18 660 тг;  
 К<sub>тарифн</sub> – тарифный коэффициент, принимается в соответствии с разрядом по единой тарифной сетке, в укрупненных расчетах можно принять равным 9,85;

К<sub>район</sub> – районный коэффициент, в среднем равен 1,1;

К<sub>террит</sub> – территориальный коэффициент, для РК равен 1,14;

К<sub>доп. зпл</sub> – коэффициент дополнительной зар.платы, принять равным 1,25;

ЧППП – численность промышленно-производственного персонала, чел.;

12 – количество месяцев в году.

$$\text{ФЗП} = 18660 \cdot 9,85 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,25 \cdot 140 \cdot 12 = 528377,226 \text{ тыс.тг}$$

### 3.5.5 Отчисления от фонда заработной платы

В соответствие с Налоговым кодексом РК, производятся следующие виды отчислений от фонда заработной платы:

в госбюджет (социальный налог) по ставке 21%;

в накопительный пенсионный фонд по ставке 10%.

Тогда, сумма отчислений составит:

$$\text{Сотч} = \text{ФЗП} \cdot 0,31. \quad (3.11)$$

$$\text{Сотч} = \text{ФЗП} \cdot 0,31 = 163796,94 \text{ тыс.тг}$$

Фонд заработной платы в сумме с отчислениями образует фонд оплаты труда (ФОТ):

$$\text{ФОТ} = \text{ФЗП} + \text{Сотч}. \quad (3.12)$$

$$\text{ФОТ} = 528377,226 + 163796,94 = 692174,166 \text{ тыс.тг}$$

### 3.5.6 Расчет прочих затрат

Прочие затраты могут составлять до 25% от фонда оплаты труда:

$$\text{Спр} = \text{ФОТ} \cdot 0,25. \quad (3.13)$$

$$\text{Спр} = 692174,166 \cdot 0,25 = 173043,54 \text{ тыс.тг}$$

## **4 Безопасность и охрана труда**

### **4.1 Правовые и организационные вопросы безопасности и охраны труда**

Следуя Конституции Республики Казахстан, раздел II, каждый имеет право на условия труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены, на вознаграждение за труд без какой-либо дискриминации, а также на социальную защиту от безработицы.

Сноска. См. постановление Конституционного Совета РК от 10 марта 1999 г. N 2/2.

Трудовой кодекс РК

Сноска. Статья 22 с изменениями, внесенными законами РК от 17.02.2012 № 566-IV (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после его первого официального опубликования); от 13.06.2013 № 102-V(вводится в действие по истечении десяти календарных дней после его первого официального опубликования).

Технический регламент "Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями".

Настоящий Технический регламент "Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями" (далее - Технический регламент) устанавливает требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями, предъявляемые к процессам их проектирования, строительства и монтажа, реконструкции, ремонта.

Требования пожарной безопасности наземных и морских производственных объектов.

На производственных объектах необходимо принять все возможные меры для предотвращения неконтролируемого выброса горючих или взрывоопасных веществ, а также пожаров и взрывов в соответствии с требованиями Законов Республики Казахстан от 22 ноября 1996 года "О пожарной безопасности" и от 3 апреля 2002 года "О промышленной безопасности на опасных производственных объектах".

### **4.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Строительство магистральных трубопроводов имеет ярко выраженный подвижной линейный характер. Достаточно сказать, что «шаг» механизированных колонн доходит до 1 км в сутки и более. При выполнении линейных работ вдоль трассы непрерывно перемещаются машины, оборудование, жильё для рабочих и их семей и средства строительной техники. Причём трасса в большинстве случаев проходит по неблагоустроенным дорогам, а иногда и просто по бездорожью.

Природные условия в пределах строительства трубопроводов бывают самые разнообразные: равнинные места сменяются гористой местностью, сухие участки трассы – заболоченными, безлесные участки – лесами и т. д. Приходится пересекать водные преграды, овраги, пути сообщения и др.

Основные причины травматизма на строительстве магистральных трубопроводов:

– Нарушение требований безопасности при ручной погрузке и выгрузке (в том числе выгрузка тяжёлых грузов без применения вспомогательных приспособлений);

погрузка и выгрузка вручную грузов сверх допустимых норм; удары штучными грузами при их падении на тары, штабеля или из рук совместно работающих).

– Нарушение правил страховки и перемещения грузов кранами (в том числе нахождение в опасной зоне под поднятым грузом)

– Работа без спецодежды или без защитных средств.

– Плохое содержание строительной площадки и рабочих мест.

– Ожоги (в том числе легковоспламеняющимися веществами при неосторожном обращении с огнём; горячей мастикой и при переносе в нестандартной таре; разрывы шлангов при перекачке мастики)

– Отсутствие ограждений у станков и рабочих мест

– Неправильное складирование материалов.

– Нахождение в опасной зоне при передвижении машин.

– Падение строительных деталей или инструментов, обронённых или находившихся в неустойчивом положении.

– Наладка, ремонт, смазка машин в рабочем состоянии.

– Неосторожное обращение в взрывчатыми и огнеопасными веществами.

– Обрушение стенок траншей и котлованов.

Следует указать, что подавляющее число несчастных случаев происходит по организационным причинам. Из-за технических неполадок случаи травматизма очень редки.

Санитарными нормами проектирования промышленных предприятий регламентируется в производственных помещениях температура плюс 16-22°C в холодный и переходный период года. Влажность воздуха при этом составляет 30-60%, скорость его движения 0,2-0,7 м/с.

Опасными элементами нефти являются углерод и водород. Опасность и вредность нефти зависит от количества тяжелых и легких углеводородных фракций. Попутный газ содержит 75,97% метана; 5,89% этана; 2,7% пропана; 1,25% бутана; 4,9% углекислоты; 0,81% азота; 3,29% сероводорода. Метан, этан, пропан, бутан относятся к числу неядовитых. Вдыхание их в небольшом количестве не оказывает заметного действия на организм человека. При содержании их в воздухе около 10% человек испытывает недостаток кислорода, а при большом содержании может наступить удушение.

### **4.3 Защитные мероприятия**

На здоровье человека существенное влияние оказывают метеорологические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости, движения и излучений от нагретых предметов. Неблагоприятные метеорологические условия приводят к ухудшению условий труда, снижают производительность, увеличивают заболеваемость.

Так, работа при высокой температуре окружающего воздуха и действий лучистой теплоты может привести к перегреванию организма, быстрой утомляемости, а в тяжелых случаях к так называемому тепловому удару, сопровождающемуся повышением температуры тела и потерей сознания. При низкой же температуре

воздуха и его чрезмерной подвижности (сквозняк) происходит усиленное охлаждение тела и увеличение общей заболеваемости.

Чтобы обеспечить нормальные метеорологические условия в рабочей зоне производственных помещений устанавливается контроль за температурой окружающей среды, влажностью, скоростью движения воздуха. С этой целью применяются следующие приборы: термометры, термографы, автоматически регистрирующие температуру, анемометры – для измерения скорости движения воздуха, актинометры – для измерения интенсивности тепловых излучений, психрометры или гигрометры – для измерения влажности.

Вентиляция создает нормальные санитарно-гигиенические условия труда в производственных помещениях, в воздухе которых попадают взрывоопасные и токсические газы, пары, пыль, избыток влаги и тепла. Вентиляция может быть естественной либо искусственной.

Рациональное освещение территории предприятия, производственных помещений и рабочих мест имеет весьма важное гигиеническое значение. Оно облегчает труд, делает движения работающего более уверенными, снижает опасность травматизма. Недостаточная или неправильная освещенность территории, дорог, установок, лестниц может привести к падению работающих и к тяжелым несчастным случаям.

На производственных объектах и предприятиях нефтяной и газовой промышленности устраиваются помещения для личной гигиены работающих, санитарно-бытовые помещения, пункты питания. Состав бытовых помещений, их размеры и оборудование зависят от характера производства и определяются нормами проектирования промышленных предприятий.

При размещении бытовых объектов необходимо соблюдать санитарные разрывы (не менее 50 м) от установок, выделяющих пыль, вредные газы. Одним из основных правил пожарной безопасности является содержание производственных объектов в чистоте и порядке. Производственная территория и помещения не должны загрязняться легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, а также мусором и отходами производства. Нефть и другие, легковоспламеняющиеся и другие горючие жидкости не должны храниться в открытых ямках и амбарах.

Правильный выбор территории и расположение на ней зданий и сооружений в большей мере определяют пожарную безопасность промышленного объекта. Поэтому вопросы технико-экономического характера, связанные с выбором участка для строительства объекта и рациональных схем генеральной планировки, должны решаться с учетом тех принципов планировки, осуществление которых обеспечивает устранение причин распространения пожаров при их возникновении.

Для предупреждения распространения огня по всему зданию применяются преграды в виде противопожарных стен и перекрытий или устройства противопожарных зон.

Противопожарные стены применяются: для разделения на секции производственных и складских помещений с различной пожарной опасностью.

При хранении нефти, нефтепродуктов и других горючих жидкостей, а также сжиженного газа в наземных или полуподземных резервуарах устраивается обвалование, которое предотвращает растекание жидкости во время аварии и при пожаре.

Для быстрого удаления нефти или нефтепродуктов с установки при аварии или пожаре на некотором отдалении от нее сооружаются аварийные емкости. Последние связываются с установкой специальными (аварийными) трубопроводами.

## **4.4 Техника безопасности**

### **4.4.1 Подготовительные работы**

Средства индивидуальной защиты, в том числе спецодежда и спецобувь предназначается для защиты работающих от различных производственных вредностей: агрессивных жидкостей, нефти и нефтепродуктов, органических растворителей, искр, брызг расплавленных солей, металла, а также неблагоприятных факторов внешней среды.

При выполнении некоторых работ работники могут пребывать в среде, которая загрязнена вредными веществами и газами. В этих случаях используются противогазы и респираторы.

Электрический ток действует на организм человека по-разному. Это действие может быть тепловым, механическим, химическим, биологическим.

Опасность поражения электрическим током в наибольшей степени создается в случаях, когда напряжение сети приложено непосредственно к телу человека.

Пускозащитное устройство должно устанавливаться так, чтобы пусковая рукоятка или кнопки управления были со стороны тормозного устройства на высоте 1,5 м от уровня пола площадки.

Большая вероятность травматизма рабочих возникает при проведении подготовительных работ, включающих в себя выбор производственных площадок и участков под жилые городки; освобождение полосы отвода от леса, кустарника, пней, валунов и другого, что мешает работе машин; планировка полосы; отвод поверхностных вод; осушение болот, если требуется и т. д.

Для того чтобы снизить опасность поражения электрическим током при токах утечки и замыкании отдельных фаз на землю, при строительстве энергообъектов трубопроводов заземляют нулевую точку сети.

На строительстве трубопроводов может возникнуть поражение электротоком в случае пробоя изоляции на корпус сварочных агрегатов, электрических и других машин, которые по отношению к земле находятся под напряжением.

Прикосновение к нетоковедущим частям оборудования, которое оказалось под напряжением по отношению к земле и другим предметам в результате пробоя изоляции, может привести к таким же последствиям, что и в случае непосредственного прикосновения к токоведущим частям.

Для защиты от электрического удара на строительстве трубопроводов выполняют защитное заземление или зануление нетоковедущих металлических частей электроустановок. Защитное заземление выполняют посредством искусственных и естественных заземлителей. В качестве искусственных заземлителей обычно применяют стальные трубы со стенками толщиной не менее 3,5 мм, диаметром 25 – 50 мм, длиной 2 – 3 м или полосовую сталь толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм<sup>2</sup>, которые забивают в землю на глубину не менее 2,5 м.

В качестве естественных заземлителей используют проложенные в землю водопроводные трубы, металлические конструкции зданий, имеющие хороший

контакт с землёй, металлические оболочки кабелей, различные трубы, проложенные в земле, кроме трубопроводов с горючими или взрывоопасными продуктами.

Все объекты защищены от статического электричества в соответствии с требованиями «Временных правил защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» и ГОСТ 12.1.018-93 «Пожарная безопасность», «Электрическая безопасность».

## 5 Охрана окружающей среды

Эксплуатация сооружений и оборудования насосной перекачивающей станции включает следующие технологические операции:

- все подготовительные работы, которые проводятся на полевой базе;
- изоляция оборудования трубопровода;
- сварка труб в отдельные плети, сварка плетей трубопровода в одну нитку;
- выполнение переходов через водные преграды;
- очистка полости и испытание магистрального трубопровода;
- проверка трубопровода на герметичность,
- доставка оборудования до места назначения.

Все вышеперечисленные операции, так или иначе, оказывают негативное воздействие на окружающую среду.

### 5.1 Краткая климатическая характеристика

Климат района резко континентальный, с большими амплитудами колебаний температуры воздуха. Зима суровая, лето сравнительно продолжительное, жаркое и засушливое.

Высота снежного покрова достигает 40 см. Согласно СНиП 2.01.07-85 номер района по весу снежного покрова – III. Число дней с метелями колеблется от 30 до 40 и больше.

Среднее годовое количество осадков составляет 299 мм.

Среднемесячная температура воздуха приведена в таблице 10.

Таблица 10 - Среднемесячная температура воздуха

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-23.3	-15.1	-7.4	6.2	12.6	18.6	20.6	17.4	12.0	2.6	-4.9	-12.4	2.2

Среднегодовая скорость ветра равна 5.5 м/с.

Согласно СНиП 2.01.07-85:

- номер района по средней скорости ветра за зимний период – 5;
- номер района по давлению ветра – III.

Глубина промерзания почвы по СНиП РК 2.04-01-2001 176 см.

Средняя глубина проникновения нулевых и отрицательных температур в почву составляет 193 см.

На открытой местности и с небольшой высотой снежного покрова, проникновение нулевых и отрицательных температур в глубинах может достигать 350 см.

### 5.2 Охрана воздушной среды

Основными компонентами загрязнителей химической природы выделяемых нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятий: сероводород, сернистый

ангидрид, окись углерода, углеводороды, окиси азота и другие, представляющие собой токсикантов III-IV классов опасности.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в целом по АО «КазТрансОйл» составляют 13794,197 т/год.

Основными токсичными соединениями, загрязняющие окружающую среду, являются сернистый ангидрид, окись углерода, окиси азота, углеводорода и другие.

С целью предупреждения аварий и максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при монтаже и эксплуатации установок должны быть полностью реализованы все мероприятия, намеченные в проекте в этом направлении.

Источниками выбросов на промплощадке являются свечи ресеивания отсепарированного нефтяного газа, выделяющегося при аварийных ситуациях, ФНД, ФВД.

Для обеспечения пожарной безопасности предусмотрены следующие мероприятия:

- размещение зданий и сооружений, оборудования и аппаратов на генеральном плане выполнено с учетом зонирования и противопожарных разрывов в соответствии с требованиями противопожарных норм;
- расстояния между зданиями, сооружениями, установками и оборудованием, расположенному внутри технологических установок, приняты исходя из условий монтажа, ремонта, обслуживания и требований техники безопасности при пожаротушении;
- для изоляции поверхностей аппаратов, емкостей и трубопроводов применены негорючие материалы;
- технологическое оборудование на наружных площадках установлено на негорючих бетонных опорах и металлических постаментов;
- степень огнестойкости конструкций, элементов сооружений приняты в соответствии с действующими нормами и правилами;
- ко всем зданиям и сооружениям предусмотрено устройство пожарных проездов;
- для локализации очагов пожара на площадках предусмотрены первичные средства пожаротушения, установленные в местах и количестве согласованных с местными органами Госпожнадзора.

### **5.3 Охрана водной среды**

Все предприятия АО «КазТрансОйл» имеют разрешение на спецводопользование и не осуществляют прямых сбросов сточных вод в водоемы.

Очистка хозяйственных стоков на комплексах осуществляется искусственной биологической очисткой по объектам с последующим сбросом на поля фильтрации.

### **5.4 Охрана земель и недр**

АО «КазТрансОйл» и его филиальные подразделения эксплуатируют земельные участки площадью 17818 га.

При проведении разведочных и эксплуатационных работ огромный ущерб почвенному и растительному покрову наносится при прокладке новых дорог и перемещении по целинным землям.

## **5.5 Комплекс мероприятий по уменьшению отрицательного воздействия на окружающую природную среду**

По результатам анализа видов и уровней воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в проекте предусмотрен комплекс природоохранных организационно-технических и технологических мероприятий, направленных на снижение до минимума негативного техногенного воздействия процессов строительства и эксплуатации как в нормальных технологических режимах, так и в аварийных ситуациях объектов и сооружений нефтегазодобычи на окружающую среду (атмосферный воздух, водные ресурсы, почву, недра, человека, животный и растительный мир).

На период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) для рассеивания вредных веществ в атмосфере (туман, дымка, температурная инверсия, положение штилевого слоя ниже источника выброса), регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждения органами Госкомгидромета.

Для снижения вредных выбросов в период НМУ предлагаются мероприятия организационно-технического характера:

- 1) максимально обеспечить соблюдение оптимального режима работы в соответствии с технологическим регламентом;
- 2) усилить контроль за работой контрольно-измерительной аппаратуры и автоматических систем управления технологическими процессами;
- 3) запретить продувку оборудования, ремонтные работы, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- 4) усилить контроль за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов;
- 5) усилить контроль за соблюдением правил техники безопасности и противопожарной безопасности.

Необходимо также выполнить мероприятия, направленные на предупреждение или сведение до минимума возможности загрязнения подземных вод:

- 1) устройство обвалований и бордюров для технологических площадок и сооружений, на которых возможны аварийные сбросы сточных вод и жидких углеводородов с созданием системы для сбора дренажных вод с этих площадок и их контроля;
- 2) строгое соблюдение установленных лимитов на воду, принятие мер по сокращению водоотбора;
- 3) проведение профилактических осмотров заглубленных частей сооружений с целью своевременного обнаружения утечек техногенных вод;
- 4) проведение своевременных ремонтов и замен трубопроводной сети, из которой могут происходить утечки воды и нефти;
- 5) принятие мер по исключению утечек и проливов воды на поверхность рельефа в местах забора технических вод.

В целях сохранения природных ландшафтов, почв растительности и животного мира предусматривается:

- 1) минимизация отвода земель;
- 2) техническая и биологическая рекультивация земли;
- 3) сохранение и рациональное использование почвенно-растительного покрова;

- 4) защита почвенного покрова от ветровой и водной эрозии;
- 5) соблюдение требований по выделению земельного отвода под объекты нефтедобычи;
- 6) осуществление контроля за качеством почв.

## **5.6 Источники загрязнения**

Нефтяная и газовая промышленность является потенциально опасным по загрязнению окружающей среды. Токсичность углеводородов, большое разнообразие химических веществ, которые используются на разных этапах обработки, и конечно, возрастающий объем добычи нефти и газа – все это воздействует на окружающую среду.

Наиболее типичные утечки нефти происходят в резервуарах, так как под действием воды днища поддаются коррозии. Постоянный автоматический контроль позволяет своевременно обнаруживать даже незначительные утечки нефти из резервуаров. Огромное воздействие на окружающую среду представляют трубопроводы, даже само строительство. Еще большую опасность представляют трубопроводы, расположенные на дне водоемов. Удельный вес источников загрязнения следующие: 1,2% - наземный транспорт (трубопроводы); 2,5% - нефтеперерабатывающие заводы; 5,1% - нефтебазы; 42,7% - другие источники загрязнения.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной дипломной работе представлены технические решения для увеличения производительности нефтепровода Атасу-Алашанькоу до 20 млн.т в год.

В расчетной части приведены расчет на прочность, расчет основных параметров катодной защиты, механический расчет трубопровода.

При изучении данной темы проанализированы и рассчитаны основные экономические показатели, влияющие на производительность нефтепровода.

В технико-экономической части работы проведен расчет технико-экономических показателей, выявлены экономические показатели эффективности проекта и проведен анализ для определения экономического риска.

Также были изучены проблемы по технике безопасности и охране труда. Предложены профилактические организационные мероприятия для минимизирования влияния этого проекта на окружающую среду, так как были выявлены вредные воздействия на окружающую среду.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ВНТП 2-86 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. Миннефтепром, 1987
2. ГОСТ 17.4.3.02-85- Требования к охране природного слоя почвы при производстве земляных работ
3. ГОСТ 9.602.89- Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
4. ГОСТ 12.1.013-78- Строительство. Электробезопасность.
5. ППБС-01-94 «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных и огневых работ».
6. ППБС РК 02-95 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий нефтепродуктообеспечения Республики Казахстан».
7. ППБС РК-11-98 «Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов».
8. РД 39-009-99 - Руководящий документ. Противокоррозионные мероприятия при эксплуатации магистральных нефтепроводов.
9. РД 153-39.4-039-99 - Руководящий документ. Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН.
10. СНиП РК 2. 04.11-2001- Строительная климатология.
11. СНиП 3.01.03-84- Геодезические работы в строительстве.
12. СНиП 3.02.01-87- Земляные сооружения, основания и фундаменты.
13. СНиП 3.03.01-87- Несущие и ограждающие конструкции.
14. СНиП ЛН-42-80- Сварочно-монтажные работы.
15. СНиП РК 4.04.06-2002- Электрохимические устройства.
16. СНиП 3.01.08-85- Организация строительного производства.
17. СНиП РК 1.03.05-2001- Охрана труда и техника безопасности в строительстве..
18. СНиП РК 1.03-05-2001- Охрана труда и техника безопасности в строительстве – Астана., КазГор, 2002.
19. Иванов Е.А., Мокроусов С.И. Обеспечение промышленной безопасности функционирования объектов магистральных трубопроводов. Безопасность труда в промышленности. 2001.
20. Методика расчета тарифов на транспортировку нефти по магистральным трубопроводам Республики Казахстан. КазТрансОйл: Тарифная методология, 2003.
21. Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, РНД 211.2.01.01-97.
22. Панов Г.Е., Петряшин Л.Ф., Лысяный Г.Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1986.
23. Полозков В.Т. Охрана труда и противопожарная защита на магистральных нефтегазопроводах, нефтебазах и газохранилищах. М.: Недра, 1975.

**ОТЗЫВ  
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломный проект Агатаева Аслана Асылхановича  
по специальности 050708 – Нефтегазовое дело

Тема: Проект нефтепровода Атасу-Алашонкоу с увеличением  
производительности до 20 млн тонн в год

Дипломный проект Агатаева Аслана Асылхановича на тему «Проект нефтепровода Атасу-Алашонкоу с увеличением производительности до 20 млн тонн в год» посвящен повышению грузооборота трубопроводной системы.

Дипломантом собран достаточный фактический материал, на основе которых проводил технико-технологические и экономические расчеты, произвести анализ мероприятий по охране труда и окружающей среды, собраны необходимые чертежи.

При выполнении дипломного проекта Агатаев А.М. проявил необходимую самостоятельность и инициативу. Достаточный уровень теоретической подготовки дипломанта позволил ему справиться с задачей, поставленной перед ним.

На основании вышеизложенного можно сказать, что проект рекомендуется к защите, а дипломант Агатаев Аслан Асылханович достоин присвоения квалификации «бакалавр» по специальности 050708 – Нефтегазовое дело.

Научный руководитель  
К.т.н., сениор-лектор  
кафедры НИ



Иргибаев Т.И.

« 10 » мая 2019г.

## Краткий отчет



Университет:	Satbayev University
Название:	Проект нефтепровода Атасу-Алашанькоу с увеличением производительности до 20 млн.тонн в год
Автор:	Агатаев А.
Координатор:	Нурболат Джексенбаев
Дата отчета:	2019-05-12 20:09:21
Коэффициент подобия № 1:	36,4%
Коэффициент подобия № 2:	13,2%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	7 727
Число знаков:	60 241
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	38

**!** К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.

Количество выделенных слов 7

&gt;&gt;

## Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки Автор (Название базы данных)	Количество одинаковых слов
1	URL_ <a href="https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_0.html">https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_0.html</a>	119
2	URL_ <a href="https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_1.html">https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_1.html</a>	118
3	URL_ <a href="https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_1.html">https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_1.html</a>	117
4	URL_ <a href="https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_1.html">https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_1.html</a>	74
5	URL_ <a href="https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_1.html">https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_1.html</a>	71
6	URL_ <a href="https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_0.html">https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_0.html</a>	54
7	URL_ <a href="https://stud.kz/ru/referat/show/87490">https://stud.kz/ru/referat/show/87490</a>	54

8	URL_ <a href="http://adilet.zan.kz/rus/docs/P080001335">http://adilet.zan.kz/rus/docs/P080001335</a>	49
9	URL_ <a href="http://adilet.zan.kz/rus/docs/P080001335">http://adilet.zan.kz/rus/docs/P080001335</a>	43
10	URL_ <a href="https://studfiles.net/preview/2039471/page:19/">https://studfiles.net/preview/2039471/page:19/</a>	43

**Документы, в которых найдено  
подобные фрагменты: из  
RefBooks**

заимствований



Не обнаружено каких-либо

**Документы, содержащие подобные  
фрагменты: Из домашней базы данных**

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название Автор (Название базы данных)		Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Проект отделения электролиза меди производительностью 25 тысяч тонн катодной меди в год <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Лобанова Е.В. (11)	102
2	диплом Нгуен Суан Хынг.docx <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Нгуен Суан Хынг	18 (3)
3	Бигазы Дарын.docx <i>Satbayev University (Г_М_И)</i>	Бигазы Дарын	16 (2)

**Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних  
баз данных**

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Название Автор (Название базы данных)		Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Tagzadə -Особенности эксплуатации магистрального нефтепровода.docx <i>Azerbaijan State University of Oil and Industry (ASUOI) (Neftin, qazın nəqli və saxlanması_23)</i>	М.Н. Таги-заде	37 (2)
2	Определение границ и режима санитарно-защитной зоны зданий и сооружений	Бактожаров Б.С. 14-КД-1	29 (3)

административно-производственного участка Өскемен-Водоканал  
D. Serikbayev East Kazakhstan State Technical University (ОПУМУП)

3 Документ из базы НЭУ 51d652df-d35c-4f4f-b423-072dc0a80d1d.doc NARXOZ (NEU) (Information Technology Center)	на	23 (3)
4 «Экологическая оценка атмосферных выбросов ТЭЦ -2 (на примере г.Алматы)» NARXOZ (NEU) (Кафедра Экономика природопользования (ШПН))	Ю.В. Липицкая.,А.Р. Баратова	13 (1)
5 Проектирование электроснабжения производственной базы ТОО «Батуа» D. Serikbayev East Kazakhstan State Technical University (ОПУМУП)	Маукенова М.М. 14-ЭЛ-1	11 (1)

## Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	<b>URL_</b> <a href="https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_0.html">https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_0.html</a>	790 (64)
2	<b>URL_</b> <a href="https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_1.html">https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_1.html</a>	672 (25)
3	<b>URL_</b> <a href="https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_3.html">https://otherreferats.allbest.ru/construction/00191558_3.html</a>	292 (26)
4	<b>URL_</b> <a href="https://stud.kz/ru/referat/show/87490">https://stud.kz/ru/referat/show/87490</a>	229 (12)
5	<b>URL_</b>	115

	<a href="http://adilet.zan.kz/rus/docs/P080001335">http://adilet.zan.kz/rus/docs/P080001335</a>	
6	URL_ <a href="https://poznayka.org/s107845t1.html">https://poznayka.org/s107845t1.html</a>	80 (4)
7	URL_ <a href="http://stud.wiki/construction/2c0a65625b2bd69b5d43b89421206c26_1.html">http://stud.wiki/construction/2c0a65625b2bd69b5d43b89421206c26_1.html</a>	60 (8)
8	URL_ <a href="https://studfiles.net/preview/2039471/page:19/">https://studfiles.net/preview/2039471/page:19/</a>	53 (2)
9	URL_ <a href="http://www.gosthelp.ru/text/PosobieSNiP110195Posobie3.html">http://www.gosthelp.ru/text/PosobieSNiP110195Posobie3.html</a>	38 (4)
10	URL_ <a href="http://www.rusnauka.com/35_OINBG_2012/Ecologia/2_121133.doc.htm">http://www.rusnauka.com/35_OINBG_2012/Ecologia/2_121133.doc.htm</a>	38 (3)
11	URL_ <a href="http://stud.wiki/geology/2c0b65625a3bc68b5c43a88421206d27_1.html">http://stud.wiki/geology/2c0b65625a3bc68b5c43a88421206d27_1.html</a>	36 (2)
12	URL_ <a href="http://q02.ru/trub/n/580/index.html">http://q02.ru/trub/n/580/index.html</a>	35 (5)
13	URL_ <a href="https://westud.ru/work/3358553/primenenie-teplovyyh-metodov-povysheniya-nefteotdaci">https://westud.ru/work/3358553/primenenie-teplovyyh-metodov-povysheniya-nefteotdaci</a>	27 (3)
14	URL_ <a href="http://zadocs.ru/biolog/52357/index.html?page=10">http://zadocs.ru/biolog/52357/index.html?page=10</a>	27 (4)
15	URL_ <a href="https://revolution.allbest.ru/geology/00485781_1.html">https://revolution.allbest.ru/geology/00485781_1.html</a>	27 (3)
16	URL_ <a href="https://chem21.info/info/1502349/">https://chem21.info/info/1502349/</a>	24 (1)
17	URL_ <a href="http://stud.wiki/geology/2c0b65635b3ac78a5d43b88421206d37_5.html">http://stud.wiki/geology/2c0b65635b3ac78a5d43b88421206d37_5.html</a>	19 (2)
18	URL_ <a href="https://studfiles.net/preview/5150251/page:2/">https://studfiles.net/preview/5150251/page:2/</a>	5 (1)

Copyright © Plagiat.pl 2002-2019