

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода</b>

УДК 622.692.4.053:621.315.027.3

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Акименко Егор Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зарубина Оксана Николаевна	К.Х.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н		

Томск – 2020 г.

*Планируемые результаты обучения*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ(УК-1, УК-2,УК-6,УК-7, ОПК-1,ОПК-2),(ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, УК-3,УК-4, УК-5,УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ(УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3,ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7,ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОСВО,СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14,ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16,ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, , ПК-19, ПК20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО,СУОС ТПУ (УК-2,ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-e).</i>
<b>Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»</b>		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ(ОПК-4, ОПК-5, ПК-9,ПК-14),требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГи ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГи ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_ Брусник О.В.  
 (Подпись)                      (Дата)                      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БББ	Акименко Егору Алексеевичу

Тема работы:

**«Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода»**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

26.05.2020

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).*

Материалы преддипломной практики, техническая литература, техническая документация.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Магистральный нефтепровод и его эксплуатационные свойства.</li> <li>2. Воздействие линий электропередачи на магистральный нефтепровод.</li> <li>3. Мероприятия по защите магистрального нефтепровода.</li> <li>4. Расчет критического и наведенного на трубопровод напряжений.</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>6. Социальная ответственность.</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Таблицы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Основные конструктивные параметры воздушных ЛЭП;</li> <li>2) Расположения высоковольтных воздушных линий и трубопровода и мест заземления нефтепровода.</li> <li>3) Потенциальные потребители результатов исследования.</li> <li>4) Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений</li> <li>5) Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта</li> <li>6) Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта</li> <li>7) Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта</li> <li>8) Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта</li> <li>9) SWOT-анализ</li> <li>10) Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.</li> <li>11) Временные показатели проведения научного исследования</li> <li>12) Календарный план график проведения НИР по теме</li> <li>13) Материальные затраты</li> <li>14) Расчет основной заработной платы</li> <li>15) Баланс рабочего времени</li> <li>16) Расчет основной заработной платы для исполнения 1</li> <li>17) Расчет основной заработной платы для исполнения 2</li> <li>18) Отчисления во внебюджетные фонды</li> <li>19) Расчет бюджета затрат НИИ</li> <li>20) Сравнительная характеристика вариантов исполнения проекта</li> <li>21) Сравнительная эффективность разработки.</li> <li>22) Опасные и вредные факторы производства</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>  <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рыжакина Татьяна Гавриловна, доцент</p>
<p>«Социальная</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна, ассистент ООД</p>

ответственность»	
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.12.2019г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубина Оксана Николаевна	к.х.н, доцент		18.12.2019

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Акименко Егор Алексеевич		18.12.2019

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**

**«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Б	Акименко Егору Алексеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>21.03.01. Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	<b>Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки</b>

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<b>Общие затраты на проект –108659,32 руб. Расписываем виды и стоимость основных ресурсов: Материально – технические: материальные + оборудование, стоимость. Человеческие: кол-во людей, их совокупная стоимость – з/п плюс социальные отчисления.</b>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<b>30 % премии 20 % надбавки 16% накладные расходы 30% районный коэффициент</b>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<b>Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27.1%; Налог на добавленную стоимость 20%.</b>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта</i>
2. <i>Определение возможных альтернатив проведения научных исследований</i>	<i>Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.</i>
3. <i>Планирование процесса управления НИИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Проведение оценки экономической эффективности исследования получения поливинилхлорида суспензионным способом</i>
<b>Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
<p align="center">1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i></p> <p align="center">2. <i>Матрица SWOT</i></p> <p align="center">3. <i>График проведения НИИ</i></p> <p align="center">4. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ</i></p>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>10.02.2020</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		10.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6Б	Акименко Егор Алексеевич		10.02.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6Б	Акименко Егору Алексеевичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования	<p>Объект исследования: смоделированный магистральный нефтепровод “N”. расположенный в районе Крайнего Севера.</p> <p>Область применения: транспортировка нефти от поставщика к потребителю.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ТК РФ: глава 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям»[12]</li> <li>2. ТК РФ: глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»[13]</li> </ol> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы»[14]</li> <li>2. СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы»[15]</li> <li>3. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»[16]</li> <li>4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность»[17]</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><u>Анализ выявленных вредных факторов: климатические условия:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Климатические условия</li> <li>2. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>3. Контакт с животным, насекомыми, пресмыкающимися.</li> </ol> <p><u>Анализ выявленных опасных факторов:</u></p>

	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Поражение электрическим током;</li> <li>2. Механические опасности;</li> <li>3. Взрывоопасность и пожароопасность.</li> </ol>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Атмосфера: выброс загрязняющих веществ (испарение разлившейся нефти)</p> <p>Гидросфера: загрязнение водоемов нефтепродуктами, вредными веществами.</p> <p>Литосфера: разлив нефти, уничтожение почвенного покрова.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Анализ возможных чрезвычайных ситуаций: пожары; поражение электрическим током, разлив нефти.</p> <p>Наиболее вероятная ЧС – поражение электрическим током персонала, обслуживающего магистральный нефтепровод.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	<b>10.02.2020</b>
---	-------------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		10.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Б	Акименко Егор Алексеевич		10.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

<b>Бакалаврская работа</b>
----------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2020	Магистральный нефтепровод и его эксплуатационные свойства.	20
01.04.2020	Воздействие линий электропередачи на магистральный нефтепровод.	20
15.04.2020	Мероприятия по защите магистрального нефтепровода.	15
27.04.2020	Расчет критического и наведенного на трубопровод напряжений.	25
30.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
15.05.2020	Социальная ответственность.	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Зарубина Оксана Николаевна	К.Х.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник Олег Владимирович	К.П.Н.		

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Сокращения:

**МН** – магистральный нефтепровод;

**ВЛ** – высоковольтных воздушная линия;

**НПЗ** – нефтеперерабатывающий завод;

**ТОР** – техническое обслуживание и ремонт;

**ЛЭП** – линия электропередачи;

**КИП** – контрольно-измерительный прибор;

**КЗ** – короткое замыкание;

**ЭХЗ** – электрохимическая защита.

					Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Акименко Е.А.</b>			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Зарубина О.Н.</b>					12	87
<i>Консульт.</i>						НИ ТПУ, 2Б6Б		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 87 страниц, в том числе 10 рисунков, 22 таблицы. Список литературы включает 26 источника.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, линия электропередачи, электромагнитное влияние, коррозия, заземление.

Объектом исследования является смоделированный магистральный нефтепровод.

Цель работы – анализ воздействия воздушных высоковольтных линий ВЛ 220 кВ на эксплуатационные свойства смоделированного участка нефтепровода.

В процессе исследования была подробно рассмотрена классификация магистральных трубопроводов, линий электропередачи. Проведен анализ электромагнитного влияния ЛЭП на магистральный нефтепровод.

Рассмотрены используемые на данный момент методы защиты трубопровода от влияния ЛЭП.

В результате исследования участок магистрального нефтепровода не относится к зоне высокой коррозионной опасности, в связи с выполнением критерием, прописанных в нормативной документации.

Область применения: магистральный нефтепровод.

					Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Акименко Е.А.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					13	87
Консульт.						НИ ТПУ, 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## Оглавление

РЕФЕРАТ .....	13
Введение.....	16
ГЛАВА 1. МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД И ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА.....	19
1.1 Магистральный нефтепровод.....	19
1.2 Эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода .....	21
ГЛАВА 2. ВОЗДЕЙСТВИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД .....	24
2.1 Общие сведения о линиях электропередачи.....	24
2.1.1 Классификация ЛЭП.....	25
2.1.2 Технические характеристики и защита ЛЭП.....	27
2.2 Виды помех между ВЛ и подземным трубопроводом.....	29
2.3 Определение опасного влияния ВЛ при эксплуатации магистрального нефтепровода.....	30
2.4 Магнитное влияния линии электропередачи на магистральный нефтепровод.....	31
ГЛАВА 3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА .....	34
3.1 Выбор трасс нефтепровода при проектировании.....	34
3.2 Заземление .....	35
3.3 Экранирование.....	35
3.4 Электрическое секционирование.....	36
ГЛАВА 4. РАСЧЕТ КРИТИЧЕСКОГО И НАВЕДЕННОГО НА ТРУБОПРОВОД НАПРЯЖЕНИЙ .....	37
4.1 Параллельное следование ВЛ и МН.....	37
4.2 Пересечение ВЛ и МН под углом.....	40
4.3 Параллельное следование двух магистральных нефтепроводов .....	42
ГЛАВА 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	45
5.1. Потенциальные потребители результатов исследования .....	46
5.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	47
5.3 SWOT – анализ .....	49
5.4 Планирование научно-исследовательских работ .....	53
5.5 Определение ресурсоэффективности проекта.....	68

					<i>Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Акименко Е.А.</b>			<b>Оглавление</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Зарубина О.Н.</b>					14	87
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ, 2Б6Б</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

ГЛАВА 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
Введение.....	72
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	72
6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	72
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	74
6.2 Производственная безопасность.....	75
6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов .....	75
6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов .....	78
6.3 Экологическая безопасность.....	81
6.3.1 Загрязнение атмосферы .....	81
6.3.2 Загрязнение гидросферы .....	81
6.3.3 Загрязнение литосферы .....	82
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	82
Заключение .....	84
Список использованной литературы:.....	85

## Введение

**Актуальность.** Систематизация причин аварий магистральных трубопроводов свидетельствует, что доля отказов трубопроводной системы по причинам коррозионного разрушения составляет более 40%. Предприятия, обслуживающие трубопроводные системы, как в России, так и в других странах, тратят огромные усилия и средства на повышение надежности этих систем, в том числе на решение проблем коррозионного воздействия на трубопровод электромагнитного поля высоковольтных линий электропередачи переменного тока [1].

В последние годы нехватка земель и экологических норм, направленных на защиту природы и дикой природы, привели к ограничению прокладки трубопроводов, линий электропередач и телефонных линий в одном коридоре, который называется полосой движения.

На сегодняшний день, признано, что коррозия многих металлических материалов и металлических конструкций ускоряется при наличии помех переменного тока. В последние два десятилетия, благодаря быстрому развитию электроэнергетики, нефтяной и транспортной промышленности, ускоренной коррозии подземных трубопроводов от помех переменного тока уделялось все больше внимания.

Кроме того, с быстрым развитием экономики спрос на энергию и транспорт также постоянно и быстро растет. Необходимо строить больше высоковольтных линий электропередач переменного тока, электрифицированных железных дорог переменного тока и большое количество магистральных нефтепроводов.

					Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Акименко Е.А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					16	87
Консульт.						НИ ТПУ, 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Из-за ограниченности различных факторов в последние годы все больше и больше трубопроводов идут параллельно или пересекают высоковольтные линии электропередачи или электрифицированные железные дороги.

Рассеянный ток переменного тока, вызванный высоковольтными линиями электропередачи или электрифицированными железными дорогами, может вызвать серьезную коррозию в трубопроводах, особенно когда подземные трубопроводы проложены параллельно высоковольтным линиям электропередачи на большие расстояния.

Электромагнитные помехи, создаваемые линиями электропередачи в подземных трубопроводах, исследуются в течение многих лет. Особенно в условиях неисправности индуцируются большие токи и напряжения. Даже при нормальных условиях эксплуатации на трубопроводе налагаются напряжения и токи, которые могут представлять опасность для рабочего персонала или ускорять коррозию металла трубопровода.

Даже с применением катодной защиты, когда покрытие трубопровода содержит микроскопические дефекты или повреждение поверхности, коррозия трубопроводов также может быть очень серьезной из-за влияния переменного тока.

**Объектом исследования** является смоделированный магистральный трубопровод.

**Целью данной работы** является анализ воздействия воздушных высоковольтных линий ВЛ 220 кВ на эксплуатационные свойства смоделированного участка нефтепровода, путем сравнения напряжений.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Изучение нормативной документации в области электромагнитного влияния линий электропередачи переменного тока на нефтепровод.
2. Анализ основных методов защиты магистрального нефтепровода от влияния переменного тока.
3. Обосновать метод расчета влияния электромагнитного поля переменного тока на трубопровод, путем расчета и сравнения разности потенциалов «труба-земля» и критического напряжения.
4. Оценить экономическую эффективность данной исследовательской работы.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

# ГЛАВА 1. МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД И ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА

## 1.1 Магистральный нефтепровод

Магистральный нефтепровод — трубопровод, предназначенный для транспортировки товарной нефти из районов их добычи (от промыслов) или хранения до мест потребления (нефтебаз, перевалочных баз, пунктов налива в цистерны, нефтеналивных терминалов, отдельных промышленных предприятий и НПЗ). Они характеризуются высокой пропускной способностью, диаметром трубопровода от 219 до 1420 мм и избыточным давлением от 1,2 до 10 МПа.

Согласно СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы следует прокладывать подземно. Прокладка трубопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только при определенных обоснованиях, приведенных в данном своде правил в пункте 11.1[2].

В состав магистрального нефтепровода входят:

- трубопровод с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через препятствия естественные и искусственные, узлами подключения нефтеперекачивающих станций, компрессорных станций, узлов замера расхода газа, пунктов редуцирования газа, узлами пуска и приема очистных устройств, а также устройствами для ввода метанола;

					<i>Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Акименко Е.А.</i>				<i>Магистральный нефтепровод и его эксплуатационные свойства</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Зарубина О.Н.</i>						19	87
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ, 2Б6Б</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

- установки антикоррозионной электрохимической защиты трубопроводов;
- линии и сооружения технологической связи;
- средства телемеханики трубопроводов;
- линии электропередач, в том числе предназначенные для управления установками электрохимической защиты трубопроводов и запорной арматурой;
- противопожарные средства;
- амбары для аварийного выпуска нефти, нефтепродуктов;
- здания и сооружения службы эксплуатации трубопроводов;
- дороги и вертолетные площадки, опознавательные знаки, указывающие местонахождения трубопроводов;
- головные и промежуточные перекачивающие и наливные насосные станции, резервуарные парки;
- пункты подогрева нефти и нефтепродуктов;
- указатели и предупредительные знаки.

Управление магистральными нефтепроводами осуществляется сертифицированными организациями, обладающими соответствующими лицензиями и необходимыми компетенциями. В их задачи входят надзор за безопасностью, контроль технических и технологических параметров, обслуживание и проведение ремонтных работ[2].

Производительность МН в основном зависит от целесообразности использования и технического состояния объектов и вспомогательного оборудования. Таким образом, производительность зависит как от возможности добычи нефти и газа, так и от потребности в них.

					Магистральный нефтепровод и его эксплуатационные свойства	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При работе МН происходит износ линейного участка и оборудования станций, что в итоге ведет к изменению пропускной способности трубопровода, а следовательно и к изменению параметров работы данного трубопровода при постоянной производительности. В этих условиях необходимо искать решения для таких задач как: выбор оптимальной схемы работы при заданной производительности, определение параметров работы при максимальной загрузке, разработка и внедрение мероприятий по улучшению технико-экономических показателей работы.

Решение задачи увеличения эффективности работы трубопровода напрямую зависит от качества проведения анализа работоспособности всего трубопровода и отдельных его частей в предшествующий срок. Результаты исследования должны позволить сформировать вывод о фактическом состоянии линейного участка и вспомогательного оборудования, рациональности их использования, экономической эффективности используемой технологической схемы и об основных факторах, направленных на снижение эффективности работы.

## 1.2 Эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода

Эксплуатация магистральных нефтепроводов — это совокупность процессов приема, перекачки, сдачи нефти и нефтепродуктов, технического обслуживания и ремонта объектов МН.

При эксплуатации МН должны быть обеспечены:

- безопасность при эксплуатации нефтепровода и вспомогательного оборудования;
- надежность и экономичность работы сооружений и оборудования;
- систематический контроль работы магистрального нефтепровода и его объектов;

					Магистральный нефтепровод и его эксплуатационные свойства	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- разработка и внедрение мероприятий по сокращению потерь нефти , экономии электроэнергии, топлива, материалов и других ресурсов;
- организация и своевременное проведение ТОР оборудования МН;
- экологическая безопасность объектов МН;
- готовность персонала к ликвидации аварий, повреждений и их последствий;

Эксплуатационными характеристиками нефтепровода принято считать давление и температуру перекачиваемого продукта и окружающей трубопровод среды. Температура нефти (нефтепродуктов), перекачиваемой в трубопроводе, должна задаваться, исходя из возможности транспортирования продукта и требований, предъявляемых к сохранности изоляционных покрытий, прочности, устойчивости и надежности трубопровода. Необходимость и степень охлаждения транспортируемого продукта решается при проектировании. Помимо этого при проектировании МН необходимо учитывать коррозионную активность перекачиваемых продуктов, это позволит обеспечить долговечность нефтепровода путём надёжной защиты от износа внутренних и внешних поверхностей труб[3].

Как говорилось выше, вопрос необходимости защиты нефтепроводов от воздействия внешних электромагнитных полей переменного тока важен и по сей день, в связи с ростом темпа электрификации, происходит строительство линий электропередачи большой протяженности. Вследствие чего происходит увеличение протяженности участков на которых сближаются МН и воздушные линии. При пересечении или сближении ВЛ и МН, в трубопроводе возникают кратковременные или длительные посторонние напряжения в результате электромагнитной индукции. Длительные или кратковременные напряжения и токи определяет режим работы ЛЭП. При нормальном режиме — длительные, при аварийных режимах — кратковременные. Так как магистральный нефтепровод находится под землей, то линии электрических полей экранируются от поверхности земли, поэтому, влияние на подземные

					Магистральный нефтепровод и его эксплуатационные свойства	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

МН оказывают преимущественно линии магнитных полей. В результате воздействия линий электропередачи на магистральный нефтепровод возможно возникновение[1]:

- поражения обслуживающего персонала электрическим током;
- коррозии под воздействием переменного тока;
- выхода из строя электрических устройств, связанных с МН.

					Магистральный нефтепровод и его эксплуатационные свойства	Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ГЛАВА 2. ВОЗДЕЙСТВИЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД

### 2.1 Общие сведения о линиях электропередачи

Линия электропередачи представляет собой протяженное сооружение из проводов, кабелей, опор, изоляторов и вспомогательных устройств, предназначенное для передачи или распределения электрической энергии от электростанций к подстанциям и потребителям, а также для связи смежных энергосистем. По конструктивному исполнению различают воздушные линии, провода которых подвешены над землей или водой, и подземные (подводные) ЛЭП, в которых главным образом используются силовые кабели. Воздушные ЛЭП вместе с трансформаторными подстанциями образуют электрические сети, охватывающие обширные территории, что позволяет обеспечивать электроэнергией множество потребителей от ограниченного числа электростанций[7].

Основные элементы воздушной ЛЭП представлены на рисунке 2.1

Основными элементами воздушной ЛЭП являются[6]:

1. провода – для передачи электроэнергии;
2. изоляторы – для изоляции провода от опоры;
3. грозозащитный трос – заземлённый протяжённый молниеотвод;
4. тросостойка – верхняя часть опоры, предназначенная для поддержания грозозащитного троса;
5. траверсы – группа конструкций, основным назначением которых является крепление проводов.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода			
Разраб.		Акименко Е.А.			Воздействие линий электропередачи на магистральный нефтепровод	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					24	87
Консульт.						НИ ТПУ, 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

6. опоры – служат для поддержки проводов на определенной высоте над уровнем земли или воды;
7. фундаменты – предназначены для установки опор.

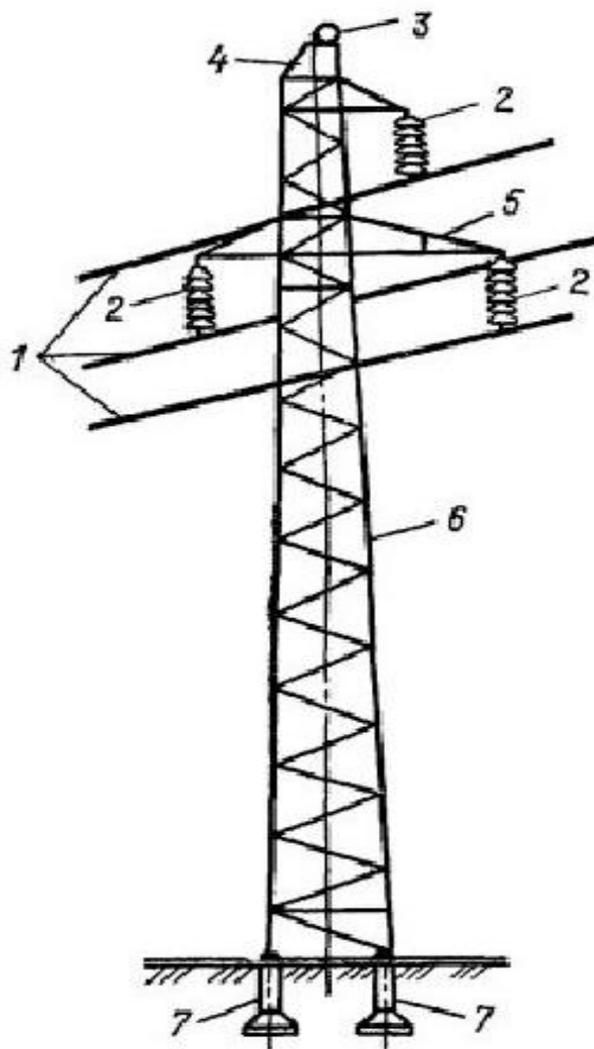


Рисунок 2.1 – Основные элементы воздушной ЛЭП[6]

### 2.1.1 Классификация ЛЭП

Классификация линий электропередачи базируется на ряде признаков, первым из которых является род тока. Различают:

- линии постоянного тока (применяются ограниченно, в связи с техническими трудностями передачи энергии, а именно, необходимо создание

эффективных и недорогих устройств для преобразования переменного тока в постоянный – в начале линии, и постоянного тока в переменный – в конце линии);

- трёхфазного переменного (по протяжённости ВЛ получили наибольшее распространение в мире);

- ЛЭП многофазного переменного тока (шести- и двенадцатифазные)

Одним из главных параметров ЛЭП является пропускная способность, т.е. та максимальная мощность, которую можно передать по ЛЭП учитывая ограничивающие факторы. Мощность, которая передается по ЛЭП переменного трёхфазного тока зависит от протяжённости, напряжения и токовой нагрузки.

По номинальному напряжению ЛЭП подразделяются на:

- низковольтные (до 1 кВ);

- высоковольтные (свыше 1 кВ), которые в свою очередь выделяют: среднего (от 3 до 35 кВ), высокого (от 110 до 220 кВ), сверхвысокого (от 330 до 750 кВ) и ультравысокого (свыше 1000 кВ) напряжений.

Освоение высших уровней напряжения обусловлено необходимостью передачи растущих потоков электроэнергии на увеличивающиеся расстояния и стремлением снизить потери от нагрева проводов ВЛ, которые пропорциональны квадрату тока (напряжение тока увеличиться в 2 раза, потери возрастут в 4 раза).

По количеству параллельных цепей, проложенных по общей трассе ВЛ бывают:

- одноцепные (ВЛ переменного тока, имеющая один комплект, т.е. три фазных провода);

- двухцепные (ВЛ с двумя комплектами фазных проводов);

- многоцепные (ВЛ, имеющие более двух комплектов фазных проводов).

					Воздействие линий электропередачи на магистральный нефтепровод	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По топологическим характеристикам различают:

- радиальные (мощность поступает от единственного источника);
- магистральные (отходит от нескольких ответвлений);
- ответвления (линии, присоединённые одним концом к другой ЛЭП

в её промежуточной точке).

По функциональному назначению ЛЭП бывают:

- распределительные (линии локальных электрических сетей);
- питающие (линии сетей районного значения);
- системообразующие и межсистемные (соединяют разные

энергосистемы и предназначены для взаимной передачи мощности как в нормальном, так и в аварийном режимах)[6].

### 2.1.2 Технические характеристики и защита ЛЭП

Важнейшие параметры воздушных ЛЭП:

1.  $l$  — промежутки между стойками или опорами ЛЭП;
2.  $dd$  — пространство между соседними кабельными линиями;
3.  $\lambda\lambda$  — протяженность гирлянды ЛЭП;
4.  $HH$  — высота стойки;
5.  $hh$  — самое малое разрешенное расстояние от низкой отметки

кабеля до почвы.

Основные конструктивные параметры воздушных ЛЭП от 35 до 750 кВ, спроектированных с использованием стандартизирующих одноцепных и двухцепных промежуточных опор приведены в таблице 1[5].

					Воздействие линий электропередачи на магистральный нефтепровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

Таблица 1 – Основные конструктивные параметры воздушных ЛЭП

	Номинальное напряжение, кВ					
	35	110	220	330	500	750
Промежуток l, м	150-200	170-250	250-350	300-400	350-450	350-540
Пространство d, м	3,0	4,0	6,5	9,0	12,0	17,5
Протяженность гирлянды X, м	0,7-1,0	1,3-1,6	2,2-2,7	3,0-3,5	4,5-4,9	6,7-7,9
Высота опоры H, м	10-21	13-31	22-41	25-43	27-32	38-41
Параметр линии h, м	6-7	6-7	7-8	7,5-8	8-15,5	12-23
Число проводов в фазе *	1	1	1	2	3	4-5
Диапазон сечений проводников, мм <sup>2</sup>	50-185	70-240	240-400	240-400	300-500	240-600

Для того, чтобы понизить количество аварийных отключений, вызванных атмосферным электричеством при грозах, ЛЭП оснащают специальными молниезащитными тросами, которые закрепляют на опорах над проводами и предназначенными для того, чтобы устранять попадания молний в провода. Молниезащитные тросы состоят из стальных оцинкованных многопроволочных канатов или специальных усиленных сталеалюминиевых проводов небольших сечений для обеспечения работы высокочастотных каналов диспетчерской связи. Помимо этого разработаны и находятся в эксплуатации новейшие конструкции данных тросов с вмонтированными в их трубчатый сердечник оптико-волоконными пучками, обеспечивающими связь по нескольким каналам. В районах с часто повторяющимися и сильными гололедными отложениями возможны аварии из-за пробоев воздушных промежутков при сближении провисших тросов и проводов, при отсутствии своевременного плавления осадка[7].

При проектировании ЛЭП учитываются требования ограничения радиопомех для приёмников радио- и телепередач и требования, которые

помогают снизить влияние электромагнитного воздействия на обслуживающий персонал, а также животных, находящихся под проводами действующих воздушных линий. Подземная ЛЭП, как правило, состоит из одного или нескольких кабелей, стопорных, соединительных и концевых муфт и крепёжных деталей, а ЛЭП, содержащая маслonaполненный или газонаполненный кабель, снабжается подпитывающей системой и сигнализацией давления масла (газа). В связи с тем, что стоимость кабельных линий намного выше стоимости ВЛ, их протяжённость значительно меньше, даже несмотря на то, что территория, отведенная под их трассу меньше (последнее является решающим в тех случаях, когда трасса линии проложена по территориям, где цена земли, как правило, высока и сооружение ВЛ нерационально по экологическим и архитектурно – планировочным требованиям)[6].

## 2.2 Виды помех между ВЛ и подземным трубопроводом

ЭДС помех между системами передачи и подземными трубопроводами может быть трех видов:

### 1. Электростатические или емкостные помехи:

Происходит в непосредственной близости от воздушных линий электропередачи, когда трубопровод прокладывается на фундаменте, который хорошо изолирован от земли. Трубопровод измеряет напряжение относительно грунта, которое пропорционально напряжению в линии электропередачи. Длина труб рядом с линиями высокого напряжения должна быть заземлена, когда номинальное напряжение в воздушных линиях превышает 115 кВ, а длина участка превышает 300 метров

### 2. Резистивные или омические помехи:

Происходит, когда молния попадает в конструкцию трансмиссии или когда происходит замыкание фазы на землю. Когда это происходит, большой конус напряжения создается вокруг системы заземления. Если трубопровод

					Воздействие линий электропередачи на магистральный нефтепровод	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

находится в этой области, напряжение может попасть на трубопровод в области внутри конуса напряжения через дефекты покрытия. Особые условия возникают, если трубопровод проложен вблизи наземной системы электростанции или трансформаторной установки. В зависимости от трубопровода и его покрытия контактное напряжение уменьшается более или менее быстро на больших расстояниях.

### 3. Электромагнитные или индуктивные помехи:

Происходит, когда существует расширенная и близкая параллельная маршрутизация с трехфазными линиями электропередачи высокого напряжения. Напряжение возникает из-за любого фазового дисбаланса в линиях. Вероятность помех возрастает с ростом рабочих токов в воздушных линиях, с повышением качества покрытия на трубопроводе и с длиной линии, параллельной и близкой к линиям электропередачи высокого напряжения переменного тока. Напряжения в трубопроводе индуцируются магнитной связью с высоковольтными линиями, что приводит к протекающим в трубопроводе токам. Эти токи приводят к разности напряжений между трубопроводом и окружающей почвой[1].

## 2.3 Определение опасного влияния ВЛ при эксплуатации магистрального нефтепровода

Когда магистральный нефтепровод находится в условиях эксплуатации необходимо определить его участки, которые расположены в зоне, подверженной влиянию ВЛ – к таким зонам относятся пересечения магистрального нефтепровода и воздушных линий, а также сближения (удаления) или параллельного следования МН и ВЛ, расположенных от ВЛ в пределах, указанных в таблице 6.2 Руководящего документа – 17.220.00 – КТН – 034 – 08.

На КИП, расположенных в зоне влияния, необходимо измерить плотности токов, при их отсутствии, измерить разности потенциалов  $U_{mз}$

						Воздействие линий электропередачи на магистральный нефтепровод	Лист
							30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

«труба-земля» на переменном токе и сравнить их с допустимыми значениями, которые указаны в руководящем документе[8].

## 2.4 Магнитное влияния линии электропередачи на магистральный нефтепровод

Количественные критерии опасного влияния линий электропередачи на МН, принятые в нормативной документации, а также отсутствие общих методик по оценке данного воздействия на трубопровод, вызывают затруднения при получении технических данных на пересечении ЛЭП с МН, как в эксплуатируемых трубопроводных системах, так и в системах трубопроводного транспорта, которые находятся на стадии проектировки.

Если учесть, что влиянию ЛЭП подвержен трубопровод, проложенный под землей, то, из-за наличия вокруг нефтепровода проводящего полупространства (земля), электрической индукцией (электрическим влиянием) можно пренебречь. Поэтому, из влияния, вызванного электромагнитной индукцией, учитывается только влияние магнитной индукции (магнитное влияние).

Для определения величины магнитного влияния ЛЭП на МН необходимо оценить максимальное напряжение прикосновения и при необходимости провести мероприятия по защите МН от этого напряжения[8].

При определении максимально возможного напряжения в пределах зоны сближения используют выражение (1):

$$U_{тз.мах} = k \cdot E \cdot I \cdot L \quad (1)$$

где  $E$  – продольная ЭДС, В/(кА·км);

$I$  – максимальный ток ВЛ, А;

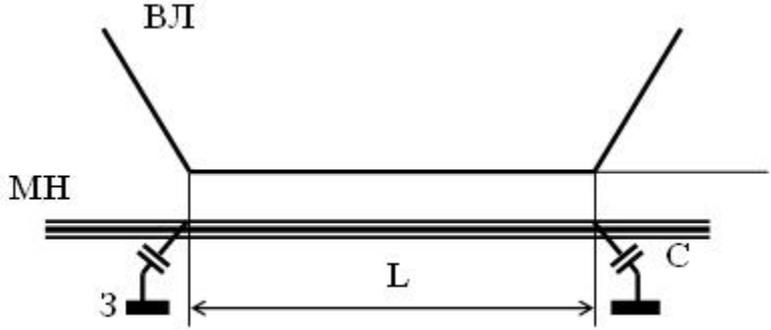
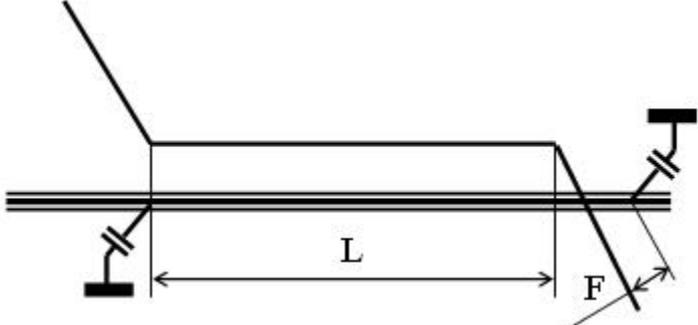
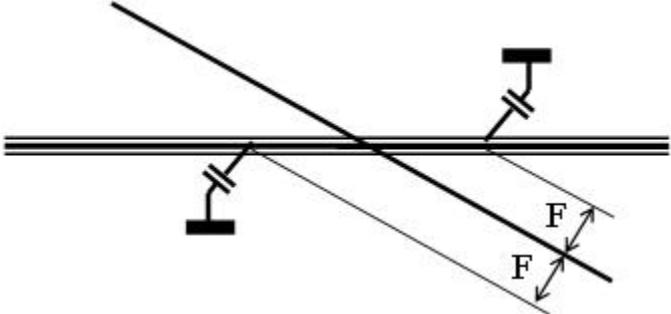
$L$  – протяженность сближения ВЛ и МН;

					Воздействие линий электропередачи на магистральный нефтепровод	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$k$  – параметр, который зависит от характеристик нефтепровода, длины сближения  $L$  и  $\rho$  земли  $\text{км}^{-1}$ .

Взаиморасположение МН и ВЛ представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Расположения высоковольтных воздушных линий и трубопровода и мест заземления нефтепровода[8].

№ варианта	Схема взаиморасположения нефтепровода и ВЛ
1	
2	
3	

Наибольшее напряжение на нефтепроводе  $U_{тз.мах}$ , В, возникает в начале и в конце участка параллельного сближения ВЛ и МН (см. рисунок 2.2) б).

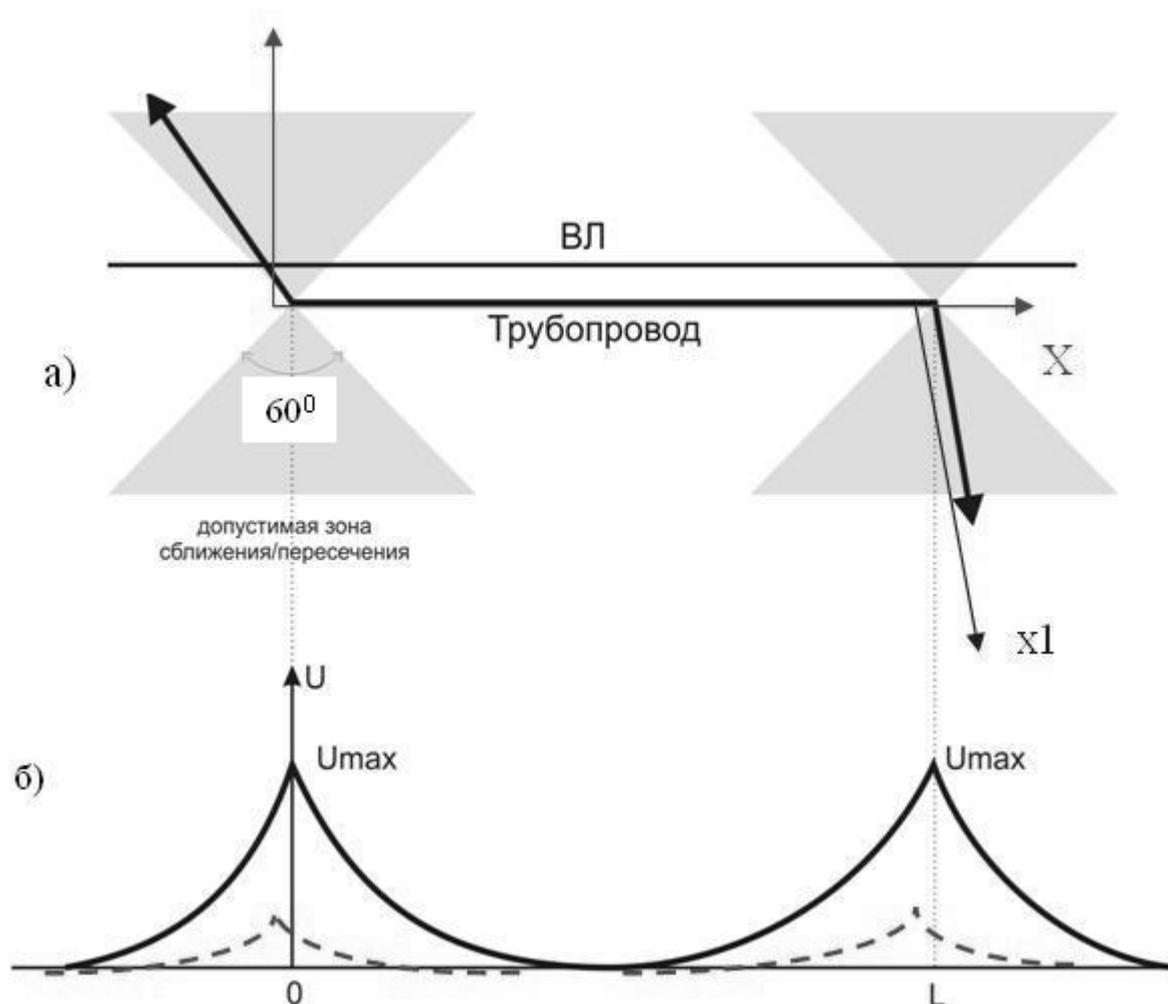


Рисунок 2.2- Схема сближение ВЛ и МН большой протяженности ( $L$ ) не имеющего заземления на всем участке[8].

**а** - схема расположения МН и ВЛ, **б** - распределение напряжения  $U_{тз.мах}$

$x1$  – расстояние от точки расчета до начала (конца) участка параллельного следования[8].

## ГЛАВА 3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Методы защиты от влияния переменного тока на магистральный нефтепровод, которые применяются для снижения наведенных на трубопровод напряжений можно разделить на четыре основные группы: выбор трассы трубопровода при проектировании, заземление, экранирование, электрическое секционирование.

Проектная документация на защиту нефтепровода от коррозии переменными токами должна находиться в содержании проекта по ЭХЗ и включать в себя следующие материалы[8]:

- сведения о проектных решениях;
- чертежи и схемы, содержащие виды средств защиты, расположение их по трассе, требования и указания по строительству и монтажу;
- спецификации материалов и оборудования;
- локальные сметы.

### 3.1 Выбор трасс нефтепровода при проектировании

Непосредственная близость трубопровода к линиям электропередачи и их совместное использование параллельными путями на относительно больших расстояниях является основной причиной рассеянного переменного тока. Если конструкция удалена от линий электропередачи, помехи могут быть практически устранены. Очевидно, что этот метод смягчения является практичным только на этапе предварительного строительства линий электропередачи или сооружения.

					<i>Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Акименко Е.А.</b>			<i>Мероприятия по защите магистрального нефтепровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Зарубина О.Н.</i>				34	87	
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ, 2Б6Б</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

### 3.2 Заземление

Заземления, подключаемые к трубопроводу в зоне влияния ЛЭП для уменьшения плотности тока утечки через дефекты в изоляции. Размещение по трассе трубопровода определяется с помощью расчетов для каждого определенного случая. Экспериментальные данные отражают то, что в некоторых случаях заземление для переменного тока эффективно снижает потенциал в месте заземления, но, при этом, повышает его в других местах. Для того, чтобы исключить этот негативного эффекта необходимо предварительно рассчитать места подключения заземления к трубопроводу[4].

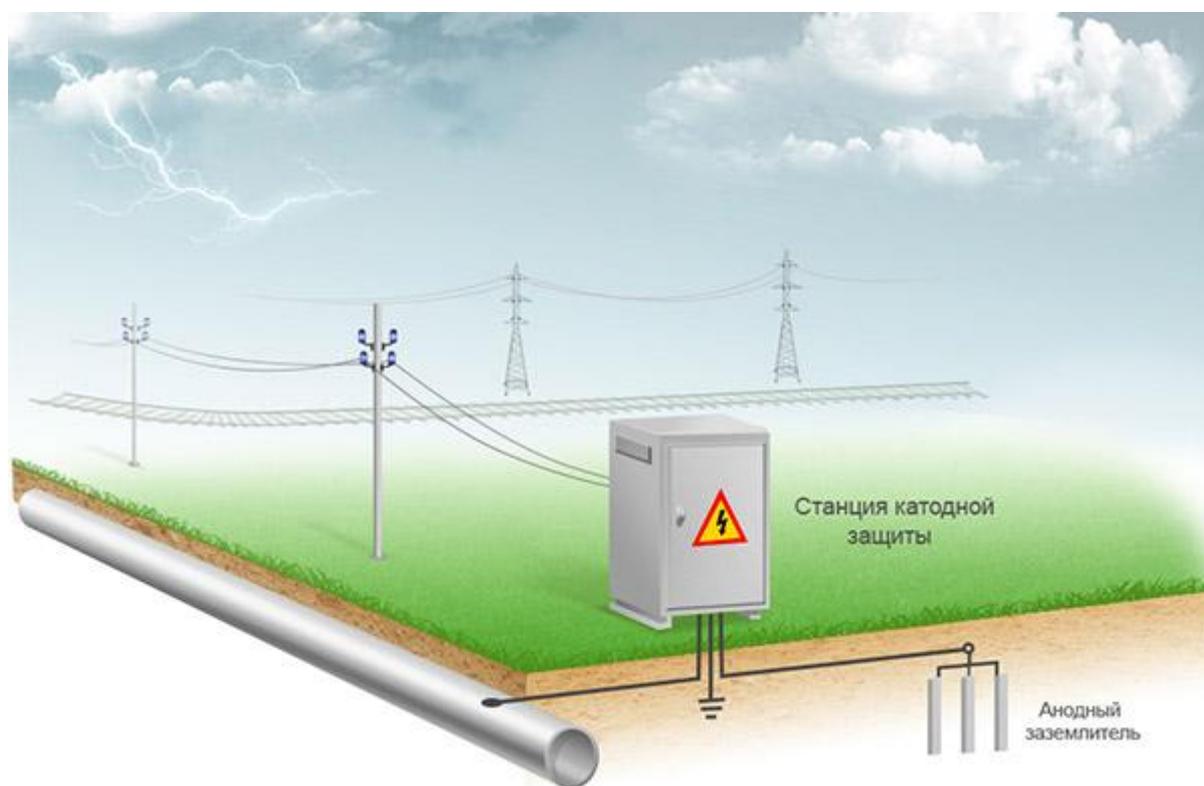


Рисунок 3.1 – Заземление участка трубопровода[27]

### 3.3 Экранирование

Экранирование является одним из самых эффективных способов защиты от электромагнитных излучений. Экранирование трубопровода заключается в прокладке проводников, создающих электромагнитное поле, которое в итоге отражает первичное поле ЛЭП. Для этого наиболее подходящими проводниками считаются медные проводники сечением не менее 50 мм<sup>2</sup>.

					Мероприятия по защите магистрального нефтепровода	Лист 35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Так при небольших величинах токах и высокой разности потенциалов в индуцированном поле преобладает электрическая составляющая. Такое поле называется электрическим (электростатическим). И наоборот, если в проводнике протекает ток большой величины при малых значениях напряжения, то в поле преобладает магнитная составляющая, а поле называется магнитным. Поля, у которых электрическая и магнитная составляющие равны, называются электромагнитными.

В зависимости от типа индуцированного электромагнитного поля выделяют следующие типы экранирования[4]:

- экранирование электрического поля;
- экранирование магнитного поля;
- экранирование электромагнитного поля.

### 3.4 Электрическое секционирование

Данный метод заключается в том, чтобы нарушить электрическую непрерывность трубопровода путем размещения на протяжении всей его длины определенного количества изолирующих муфт. За счет этого происходит увеличение продольного омического сопротивления трубопровода, а следовательно, и уменьшение величины блуждающего ток. Несмотря на это, электрическое секционирование представляет опасность в том плане, что блуждающий ток, хотя и уменьшается по общей величине, однако создает в обход изолирующих муфт новые анодные зоны. Этот метод осуществляется с помощью электроизолирующих вставок для локализации потенциалов переменного тока, наведенных в трубопроводе под влиянием ЛЭП, вместе с установкой в определенных местах специальных защитных заземлений[10].

					<i>Мероприятия по защите магистрального нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

## ГЛАВА 4. РАСЧЕТ КРИТИЧЕСКОГО И НАВЕДЕННОГО НА ТРУБОПРОВОД НАПРЯЖЕНИЙ

Выше были рассмотрены схемы расположения ВЛ и МН. В зависимости от расположения меняется методика расчета наведенного на трубопровод напряжения.

### Исходные данные

Пусть длина параллельного сближения магистрального нефтепровода и двухцепной ВЛ 220 кВ  $L = 11,2$  км, ток воздушной линии  $I = 300$  А. Расстояние от крайнего провода ВЛ до оси МН  $a = 150$  м. Удельное электрическое сопротивление грунта  $\rho = 100$  Ом·м. Сопротивление изоляции нефтепровода  $R_{и} = 3 \cdot 10^5$  Ом·м<sup>2</sup>. Заземление отсутствует.

### 4.1 Параллельное следование ВЛ и МН

Данный расчёт наведенного переменного напряжения на нефтепровод производится как для случая, когда отсутствуют меры защиты, так и для случая, где нефтепровод имеет заземление для переменного тока.

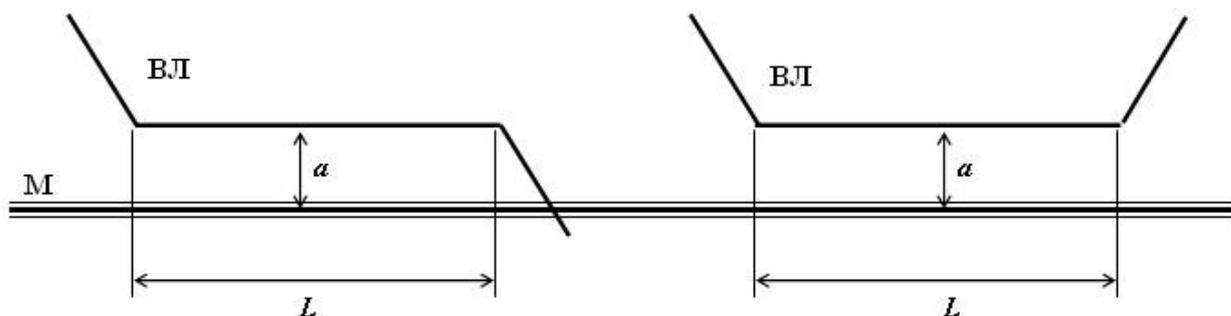


Рисунок 4.1 – Расчетные случаи параллельного следования ВЛ и МН[8].

					Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Акименко Е.А.			Расчет критического и наведенного на трубопровод напряжений	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					37	87
Консульт.						НИ ТПУ, 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

В данных случаях переменное напряжение на нефтепроводе относительно земли рассчитывается по формуле (1). Масштабирующий коэффициент  $k$  находим с помощью графика зависимости, изображенного на рисунке 4.2.

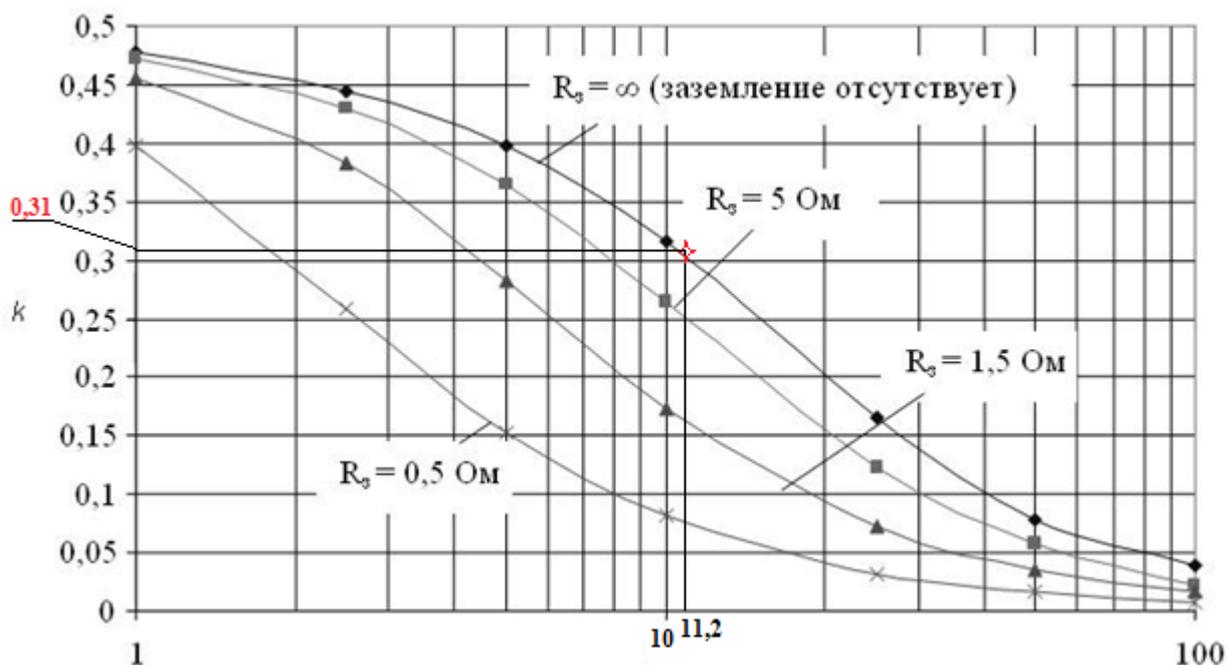


Рисунок 4.2 – График зависимости масштабного коэффициента от длины участка сближения МН и ВЛ и наличия заземления[8].

При длине сближения  $L = 11,2$  км и отсутствии заземления, из графика видно, что масштабный коэффициент  $k = 0,31$ .

Далее, для определения электродвижущей силы  $E$ , необходимо воспользоваться рисунком 4.3, на нем изображен график зависимости электродвижущей силы от расстояния крайнего провода воздушной линии до оси магистрального нефтепровода и удельного электрического сопротивления грунта, из данного графика видно, что при данных  $a = 150$  м и  $\rho = 100$  Ом·м, значение ЭДС  $E$  будет равно  $3 \cdot 10^{-4}$ .

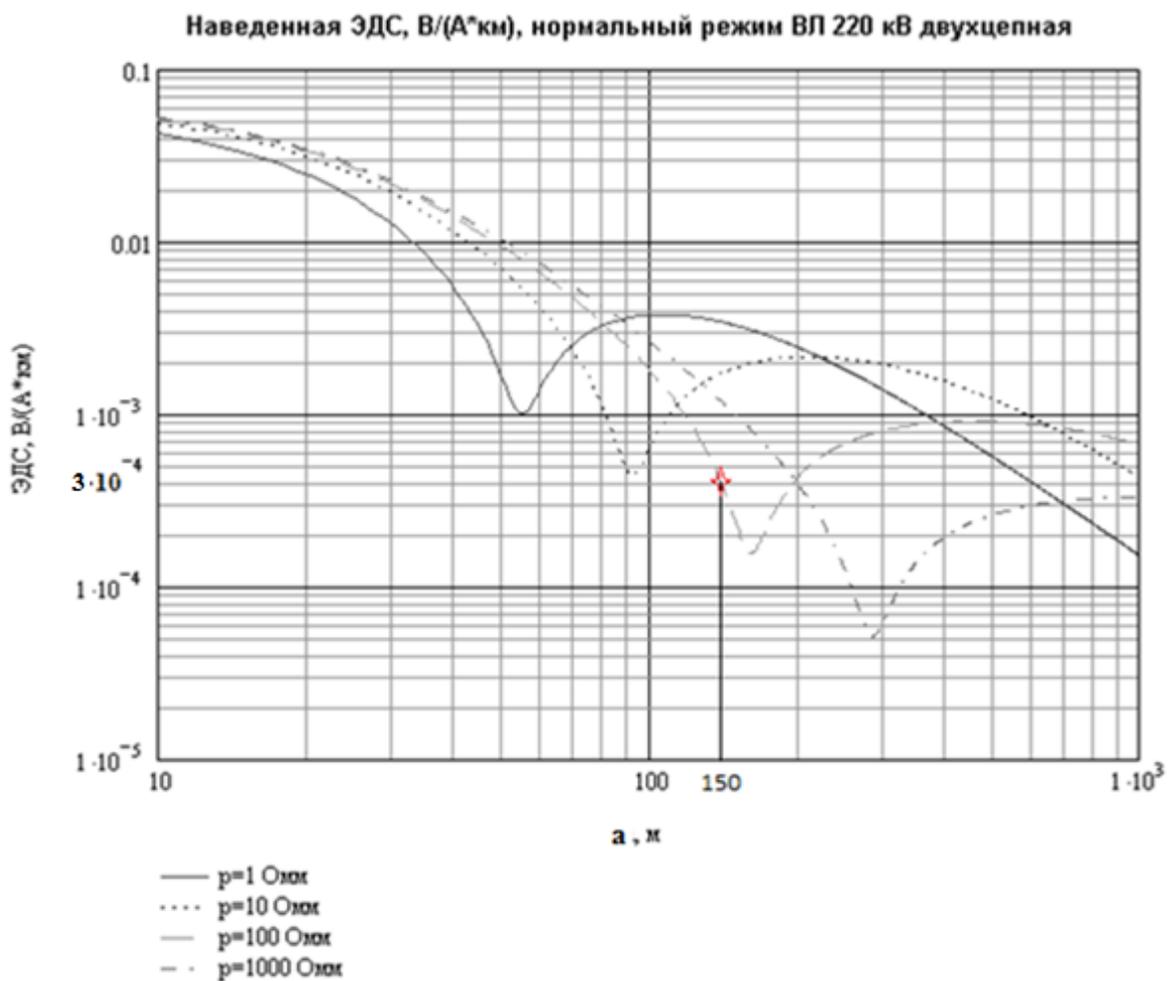


Рисунок 4.3 – График зависимости электродвижущей силы от расстояния крайнего провода воздушной линии до оси магистрального нефтепровода и удельного электрического сопротивления грунта[8].

Имея все данные для расчета переменного напряжения на нефтепроводе относительно земли используем формулу (1):

$$U_{тз.мах} = 0,31 \cdot 3 \cdot 10^{-4} \cdot 300 \cdot 11,2 = 0,312 \text{ В}$$

Из-за отсутствия заземления, данное напряжение является максимальным и возникает на концах участка параллельного следования.

Исходя из критериев коррозионной опасности переменных токов, критическая величина разности потенциалов «труба-земля» на переменном токе не должна превышать одной десятой от величины удельного электрического сопротивления грунта, тогда, используя формулу (2) рассчитаем  $U_{кр}$ :

					Расчет критического и наведенного на трубопровод напряжений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

$$U_{кр} = 0,1 \cdot p, \quad (2)$$

Где  $p$  – удельное электрическое сопротивление грунта, Ом·м.

$$U_{кр} = 0,1 \cdot 100 = 10 \text{ В.}$$

Так как  $U_{кр} > U_{тз.мах}$  то, данные условия в коррозионном отношении являются безопасными для данного нефтепровода.

#### 4.2 Пересечение ВЛ и МН под углом

В данном случае, которые изображен на рисунке 4.4, к исходным данным добавляется угол пересечения ВЛ и МН  $\varphi = 30^\circ$ .

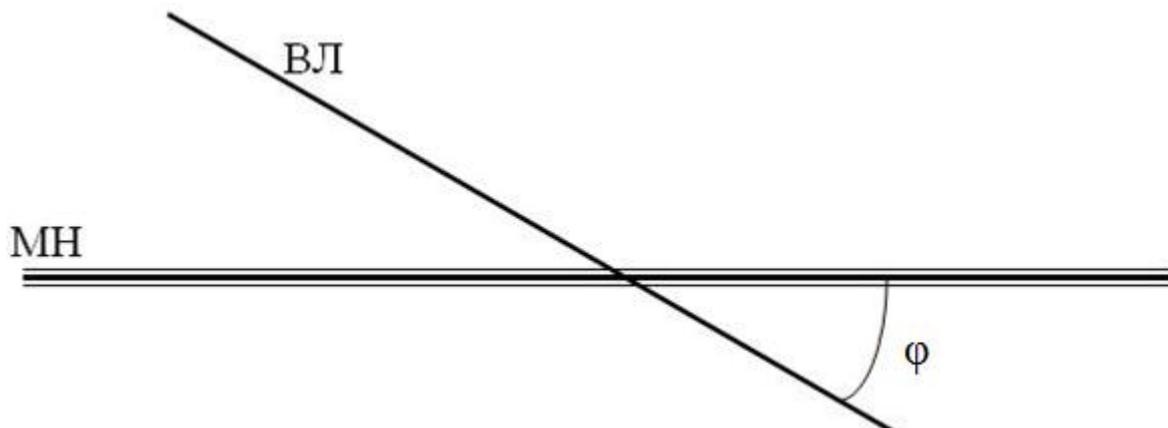


Рисунок 4.4 – Пересечение МН и ВЛ под углом  $\varphi = 30^\circ$  [8].

Максимальное напряжение возникает в месте пересечения МН и ВЛ.

Напряжение «труба-земля» определяется по формуле (3):

$$U_{тз.мах} = k_y \cdot I, \quad (3)$$

где  $k_y$  – коэффициент, который зависит от типа ВЛ и угла пересечения МН с ВЛ;

$I$  – ток нагрузки ВЛ, в двухцепной – для одной цепи, при равенстве нагрузки по цепям, А.

					Расчет критического и наведенного на трубопровод напряжений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

Коэффициент  $k_y$  находим с помощью графика, который изображен на рисунке 4.5.

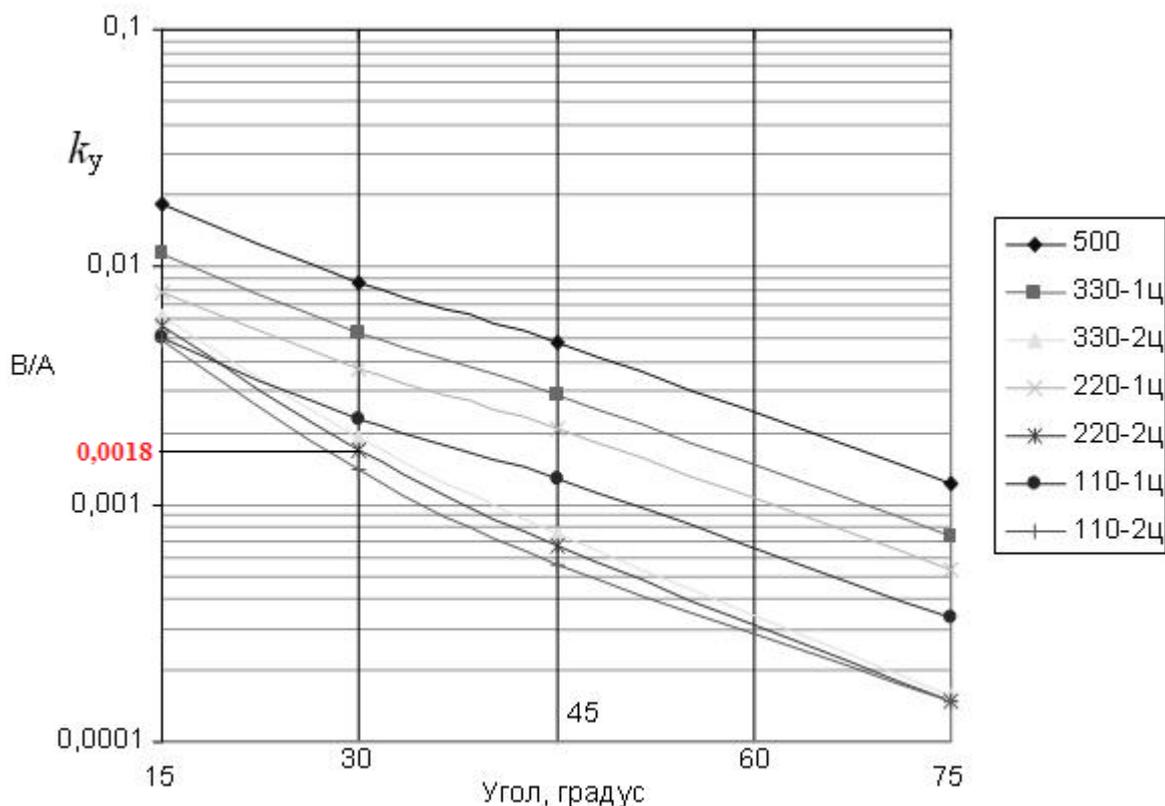


Рисунок 4.5 – График зависимости коэффициента  $k_y$  от типа ВЛ и угла пересечения с МН[8].

Так как ВЛ 220 кВ двухцепная и угол пересечения ВЛ с МН равен  $30^\circ$ , то исходя из данного графика  $k_y = 0,0018$ , тогда:

$$U_{тз.мах} = 0,0018 \cdot 300 = 0,54 \text{ В.}$$

Критическая величина разности потенциалов «труба-земля» остается прежней, следовательно  $U_{кр} > U_{тз.мах}$ , данные условия в коррозионном отношении являются безопасными для данного нефтепровода.

### 4.3 Параллельное следование двух магистральных нефтепроводов

При параллельном следовании двух МН, расположенных друг от друга на расстоянии 20 метров, их взаимное индуктивное влияние друг на друга

уменьшает продольную электродвижущую силу в каждом из нефтепроводов. Оценка наведенного напряжения «труба-земля» для ближнего к ВЛ нефтепровода рассчитывается по формуле (4):

$$U_{тз.мах} = k \cdot k_1 \cdot E \cdot L \cdot I, \quad (4)$$

где  $k_1$  – коэффициент, который зависит от расстояния между параллельными нефтепроводами и длины участка параллельного следования.

Данный коэффициент определяется по графику, изображенному на рисунке 4.6.

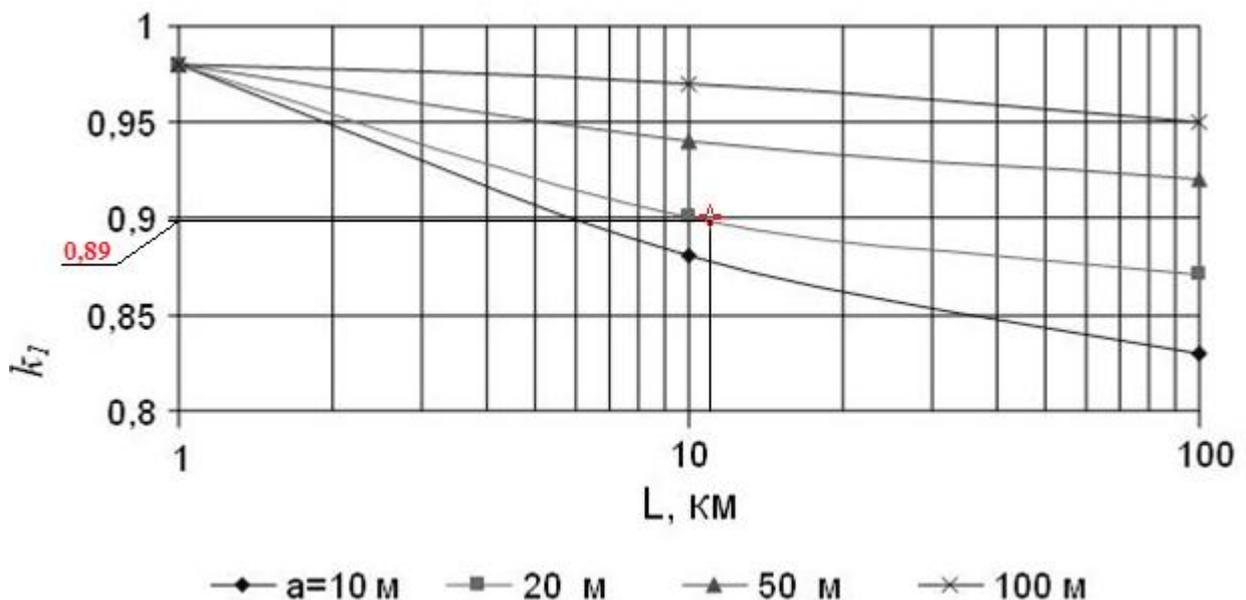


Рисунок 4.6 – График зависимости коэффициента снижения напряжения на ближнем к ВЛ нефтепроводе за счет влияния дальнего МН[8].

Исходя из графика  $k_1 = 0,89$ .

$$U_{1тз.мах} = 0,31 \cdot 0,89 \cdot 3 \cdot 10^{-4} \cdot 300 \cdot 11,2 = 0,28 \text{ В.}$$

Оценка наведенного напряжения «труба-земля» для дальнего к ВЛ нефтепровода рассчитывается по формуле (5):

$$U_{тз.мах} = k \cdot k_2 \cdot E \cdot L \cdot I, \quad (5)$$

где  $k_2$  – коэффициент, который зависит от расстояния между параллельными нефтепроводами и длины участка параллельного следования.

Данный коэффициент определяется по графику, изображенному на рисунке 4.7.

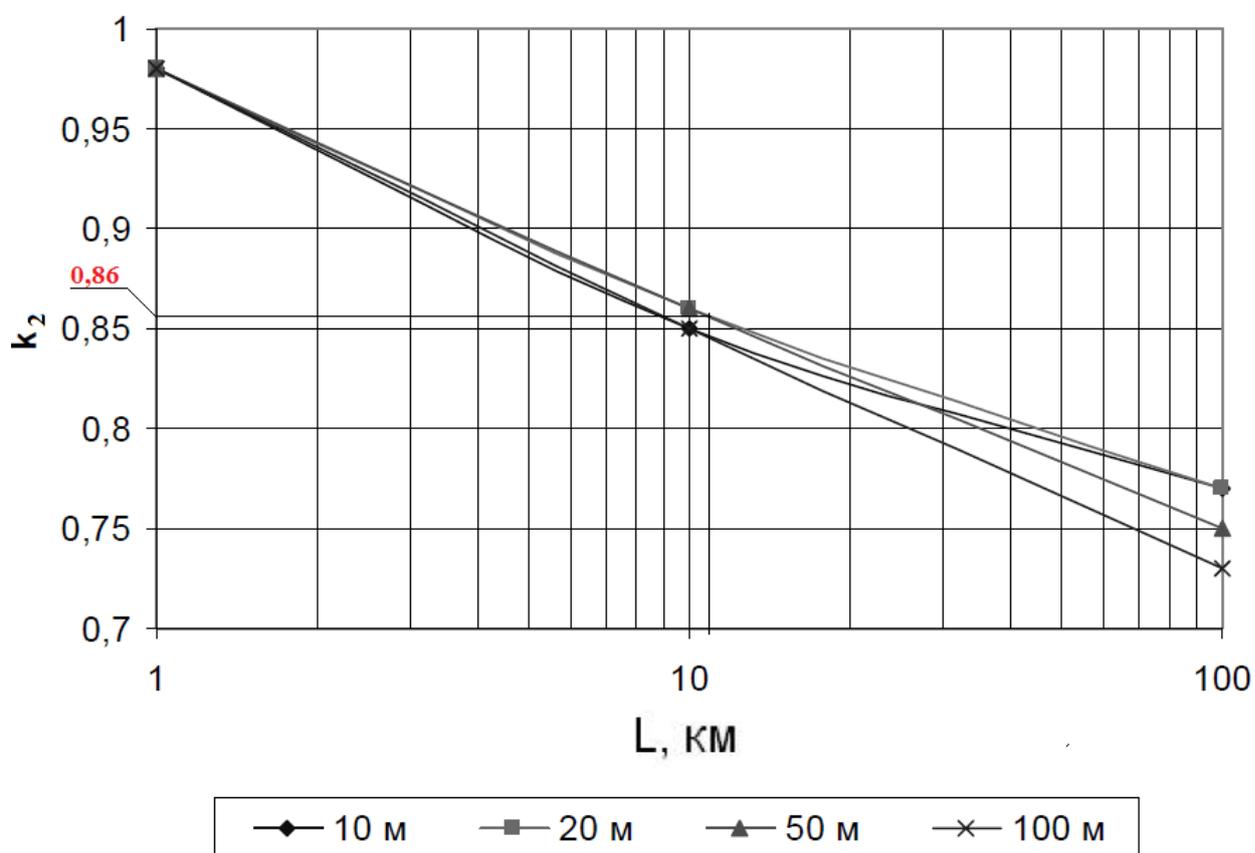


Рисунок 4.7 – График зависимости коэффициента снижения напряжения на дальнем к ВЛ нефтепроводе за счет влияния ближнего МН[8].

Исходя из графика  $k_2 = 0,86$ .

$$U_{2тз.мах} = 0,31 \cdot 0,86 \cdot 3 \cdot 10^{-4} \cdot 300 \cdot 11,2 = 0,27 \text{ В.}$$

В обоих случаях  $U_{тз.мах}$  не превышает критического наведенного напряжения.

В случае превышения  $U_{тз.мах}$  критического напряжения, необходимо провести измерения плотности тока утечки. Она не должна превышать

10 А/м<sup>2</sup>, в противном случае, данный участок магистрального нефтепровода относится к зоне высокой коррозионной опасности.

					Расчет критического и наведенного на трубопровод напряжений	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

## ГЛАВА 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Для того, чтобы произвести анализ потребителей результатов исследования, необходимо определить целевой рынок, на котором будет продаваться разработка, и провести его сегментирование.

В данном случае целевыми потребителями являются предприятия нефтегазовой промышленности, занимающиеся строительством, эксплуатацией и обслуживанием объектов транспорта нефти и газа.

Сегментировать рынок услуг по строительству и техническому обслуживанию подводных переходов магистральных трубопроводов можно следующим образом:

- вид транспортируемой продукции (нефть, нефтепродукты, природный газ);
- характеристика водного объекта (в зависимости от ширины и глубины рек);
- географическое положение и геологические условия участков трубопровода (характер рельефа, заболоченная местность, участки вечной мерзлоты, горные реки);
- тип работ (проведение инженерных изысканий, строительство, техническое обслуживание и ремонт, диагностика);
- размер компании – заказчика.

					Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<b>Акименко Е.А.</b>			<b>Финансовый менеджмент</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<b>Зарубина О.Н.</b>					45	87
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ, 2Б6Б</b>		
<i>Рук-ль ООП</i>		<b>Брусник О.В.</b>						

При продвижении проекта следует ориентироваться на предприятия, эксплуатирующие участки нефтегазопроводов, пересекающие водные преграды, а также организации, занимающиеся проектированием и строительством трубопроводных систем и проведением инженерных изысканий.

В будущем могут быть привлекательны сегменты рынка, эксплуатирующие трубопроводы, прокладываемые в сложных природных условиях (участки вечной мерзлоты и горные реки); а также предприятия, занимающиеся инновациями в области строительства и диагностики трубопроводов.

### 5.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Продукт: магистральный нефтепровод

Целевой рынок: нефтяные компании.

Таблица 3 – Потенциальные потребители результатов исследования

		Вид исследования: Магистральный нефтепровод		
		Расчет МН	3D модель и анализ работы МН	Строительство МН
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

- «Компания 1»  -«Компания 2»  -«Компания 3»

В различных исследованиях магистральный нефтепровод необходим в основном крупным компаниям. Крупным компаниям важна простота и долговечность. Для магистрального нефтепровода используют оборудование с разными техническими характеристиками.

3D модель имеет важную роль для конструирования МН, так как при создании трехмерной модели, в специальных программах, типа Ansys, можно смоделировать отклонение от вертикали и посмотреть, как он будет вести себя в рабочем режиме, где будут максимальные нагрузки. На основе расчетов и трехмерной модели ведется конструирование, учитываются все просчеты.

## **5.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам.

Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Таблица 4 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентная способность		
		БФ	Бк1	Бб	Кф	Кк1	Кб
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Срок службы	0,13	3	2	2	0,39	0,26	0,26
2. Ремонтопригодность	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
3. Надежность	0,12	3	3	3	0,36	0,36	0,36
4. Простота ремонта	0,1	3	2	1	0,3	0,2	0,1
5. Удобство в эксплуатации	0,08	4	3	3	0,32	0,24	0,24
6. Уровень шума	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,03	4	3	2	0,12	0,09	0,06
2. Уровень проникновения на рынок	0,08	4	2	3	0,32	0,16	0,24
3. Цена	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Послепродажное обслуживание	0,06	4	3	3	0,24	0,18	0,18
6. Наличие финансирования поставщиками оборудования	0,02	2	3	2	0,04	0,06	0,04
Итого	1	43	33	32	3,51	2,66	2,69

Б<sub>ф</sub> – простая модель;

Б<sub>к1</sub> – модель с доступностью ингибирования

Б<sub>с</sub> – модель с учетом эрозионной коррозии

По таблице 4 видно, что наиболее эффективно использовать простую модель, так же, она является наиболее конкурентоспособной. Она обладает преимуществ, например, удобство в эксплуатации, а также минимальное количество подвижных частей, что обеспечивает долговечность работы МН.

$$K1 = \frac{43}{33} = 1,3$$

### 5.3 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа:

1. Сильные стороны проекта:

- Высокая экономичность технологии;
- Экономичность технологии;
- Повышение безопасности производства;

					Финансовый менеджмент	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Уменьшение затрат на ремонт оборудования.

## 2. Слабые стороны проекта:

- Трудность внедрения функции;
- Отсутствие на предприятии собственного специалиста, способного произвести внедрение функции.

## 3. Возможности:

- Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации;
- Сокращение расходов;
- Качественное обслуживание потребителей;
- Сокращение времени простоев.

## 4. Угрозы проекта:

- Отсутствие спроса на новые производства;
- Снижение бюджета на разработку;
- Высокая конкуренция в данной отрасли.

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 5, таблице 6, таблице 7, таблице 8.

Таблица 5 – Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	-	0
	B2	-	-	+	-
	B3	-	0	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: В1С1С2, В2С3.

Таблица 6 – Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	В1	+	-	0
	В2	-	0	-
	В3	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: В1Сл1.

Таблица 7 – Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4
	У1	+	+	-	0
	У2	-	-	-	-
	У3	+	+	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1У3С1С2.

Таблица 8 – Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	-	0
	У2	-	0	-
	У3	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (таблица 9).

Таблица 9 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Высокая экономичность технологии</p> <p>С2. Экономичность технологии.</p> <p>С3. Высокая безопасность производства</p> <p>С4. Простота расчетов</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Трудность внедрения функции</p> <p>Сл2. Отсутствие на предприятии собственного специалиста, который сможет произвести внедрение функции</p>
--	---	---

<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет внедрения модернизации</p> <p>В2. Сокращение расходов.</p> <p>В3. Качественная оценка состояния трубопроводов</p> <p>В4. Сокращение времени простоев</p>	<p>-Достижение повышения производительности агрегатов.</p> <p>- Исключение поломок оборудования в результате сбоя электроснабжения</p> <p>- Своевременная поставка нефти потребителям</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Поиск заинтересованных лиц</li> <li>2. Разработка научного исследования</li> <li>3. Принятие на работу квалифицированного специалиста</li> <li>4. Переподготовка имеющихся специалистов</li> </ol>
<p><b>Угрозы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие спроса на новые производства</li> <li>2. Снижение бюджета на разработку</li> <li>3. Высокая конкуренция в данной отрасли</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие спроса на новые технологии производства</li> <li>2. Доработка проекта</li> <li>3. Сложность реализации проекта</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Приобретение необходимого оборудования для опытного испытания</li> <li>2. Остановка проекта</li> <li>3. Проведение других проектов</li> </ol>

## 5.4 Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться.

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследований	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель Исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка тех. задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
	6	Проектирование модели и проведение экспериментов	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель Исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель Исполнитель

### Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{2t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}$$

$T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

### *Разработка графика проведения научного исследования*

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * K_{кал}$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$K_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$K_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}}$$

где  $T_{кал} 365$  – количество календарных дней в году;

$T_{вых} 66$  – количество выходных дней в году;

$T_{пр} 15$  – количество праздничных дней в году.

$$K_{кал} = \frac{365}{365 - 66 - 15} = 1,28$$

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56



Таблица 12 - Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Испол- нители	Ткi, кал. дни	Продолжительность выполнения работ																
				Фев.		Март			Апрель			Май								
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3						
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3																	
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18																	
3	Согласование материалов по теме	Р	9																	
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3																	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	15																
6	Оценка влияния ЛЭП на МН	И	10																
7	Оценка результатов исследования	Р, И	3,8																
8	Составление пояснительной записки	Р, И	9																



- руководитель



- исполнитель

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## *Бюджет научно-технического исследования*

Для разработки данного научного проекта необходимы следующие материальные ресурсы: компьютер, лицензия на ПО, учебные пособия, бумага, А4, ручка. Все необходимое спецоборудование и затраты на его приобретение представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Смета затрат на необходимые материальные ресурсы

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед. руб.		Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ), руб.	
		Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Компьютер	шт.	1	1	46200	46200	46200	46200
Лицензия на ПО	шт.	1	1	4699	6799	4699	6799
Учебные пособия	шт.	1	1	2200	3200	2200	3200
Бумага А4	шт.	50	50	5	5	250	250
Ручка	шт.	2	2	75	75	150	150
Электроэнергия	мес.	4	4	650	650	2600	2600
Интернет	мес.	4	4	300	300	1200	1200
<b>Итого:</b>						54407	59177

### *Основная заработная плата исполнителей темы*

В данную статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, а также рабочих опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется на основе трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Таблица 14 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоёмкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.		
			Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3		Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель	2	3	2	1,16	2,32	3,48	2,32
2	Выбор темы исследований	Руководитель	7	9	8	0,93	6,51	8,37	7,44
3	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель	2	2	2	0,93	1,86	1,86	1,86
4	Подбор и изучение материала	Исполнитель	12	12	12	0,23	2,76	2,76	2,76
5	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель	8	9	9	0,23	1,84	2,07	2,07
6	Оценка влияние ЛЭП на МН	Исполнитель	6	9	8	0,23	1,38	2,07	1,84

7	Оценка результатов исследования	Руководитель,  Исполнитель	4	5	6	1,16	4,64	5,8	6,96
8	Составление пояснительной записки	Руководитель,  Исполнитель	5	5	5	1,16	5,8	5,8	5,8
Итого:							27,1 1	32,21	31,05

Настоящая статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением научно-технического исследования, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата (12-20 % от  $Z_{\text{осн}}$ ).

Основная заработная плата ( $Z_{\text{осн}}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = T_p \cdot Z_{\text{дн}}$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата одного работника;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб.дн.;

										Лист
										62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						



Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{mc} * (1 + k_{np} + k_d) * k_p = 23264 * (1 + 0,3 + 0,4) * 1,3 = 51413 \text{ руб}$$

где  $Z_{mc}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{np}$ –премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{mc}$ );

$k_d$ –коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2-0,5 (в НИИ ина промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от  $Z_{mc}$ );  $k_p$ –районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата  $Z_{mc}$  находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда  $T_{ci} = 600$  руб. на тарифный коэффициент  $k_m$  и учитывается по единой для бюджетной организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии.

За основу оклада берется ставка работника ТПУ, согласно занимаемой должности. Из таблицы окладов для доцента (степень – кандидат наук) – 23264 руб., для ассистента (степень отсутствует) – 14584 руб.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы для исполнения 1

Исполнители	$Z_{tc}$ , тыс. руб.	$k_{np}$	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ , тыс. руб.	$Z_{dn}$ , тыс. руб.	Тр, раб. дн.	$Z_{осн}$ , тыс. руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	20	53,48
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	37	41,66
Итого:								95,14

Таблица 17 – Расчет основной заработной платы для исполнения 2

Исполнители	Зтс, тыс.	кпр	кд	кр	Зм, тыс.	Здн, тыс.	Тр, раб.	Зосн, тыс.
	руб.				руб.	руб.	дн.	руб.
Руководитель	23264	0,3	0,4	1,3	51413	2,674	24	64,18
Исполнитель	14584	0	0	1,3	18959	1,126	43	48,41
Итого:								112,59

*Дополнительная заработная плата исполнителей тем*

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 53480 = 6952 \text{ руб}$$

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 41660 = 5416 \text{ руб}$$

где  $k_{дон}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Для исполнения 2 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 64180 = 8343 \text{ руб.};$$

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 48410 = 6293 \text{ руб.}$$

Для исполнения 3 расчет дополнительной заработной платы составит:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 74870 = 9733 \text{ руб.};$$

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 55170 = 7172 \text{ руб.}$$

### *Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)*

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,271 \cdot (53480 + 6952) = 16377 \text{ руб}$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

					Финансовый менеджмент	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		66

Таблица 18 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб		Дополнительная заработная плата, тыс. руб	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Руководитель	4807	5016	576,84	601,92
Исполнитель проекта	12690,9	13192,8	1522,91	1583,14
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271			
Итого:				
Исполнение 1			Исполнение 2	
5310,96			5526,74	

#### *Накладные расходы*

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов, оплата услуг связи, и т.д. Их величина определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 4) \cdot k_{\text{нр}}$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов равна 16%.

Исполнение 1:  $(94561,9 \cdot 0,16) = 15129,90$ .

Исполнение 2:  $(101097,74 \cdot 0,16) = 16175,64$ .

#### *Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта*

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта. Определение бюджета затрат на научно – исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп.1	Исп.2
1. Материальные затраты НИИ	54407	59177
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	30188,8	31401,6
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	3622,66	3768,2
4. Отчисления во внебюджетные фонды	5310,96	5526,74
5. Накладные расходы	15129,9	16175,64
Бюджет затрат НИИ	108659,32	116049,18

В результате полученных данных, был рассчитан бюджет затрат научно-исследовательской работы для двух исполнителей.

Наиболее низким по себестоимости оказался проект первого исполнителя, затраты на его полную реализацию составляют 108659,32 рублей.

### 5.5 Определение ресурсоэффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\phi_{pi}}{\phi_{max}}$$

где  $I_{финр}^{исп.i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Рассчитаем интегральный финансовый показатель:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{108659,32}{116049,18} = 0,93;$$

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{116049,18}{116049,18} = 1;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i ;$$

где:

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 20 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2
1. Способствует росту производительности труда	0,10	4	4
2. Удобство в эксплуатации	0,10	5	5
3. Ремонтпригодность	0,15	4	4
4. Энергосбережение	0,25	4	4
5. Надежность	0,30	5	5

6. Материалоемкость	0,10	4	5
ИТОГО:	1	4,4	4,5

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_p = 0,1 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,3 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 = 4,4;$$

$$I_p = 0,1 \cdot 4 + 0,1 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,3 \cdot 5 + 0,1 \cdot 5 = 4,5.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_p}{I_{финр}} = \frac{4,4}{0,93} = 4,73$$

$$I_{исп2} = \frac{I_p}{I_{финр}} = \frac{4,5}{1} = 4,5$$

Сравнение интегрального проекта и выбрать наиболее целесообразный показатель эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}}$$

Сравнительная эффективность разработки представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	4,5



## ГЛАВА 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### Введение

В данной бакалаврской работе оценивается влияние высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода. Магистральный нефтепровод предназначен для транспортировки нефти.

Место расположения производства работ – Крайний Север, Туруханский район. Климат отличается выраженной континентальностью и относится к субарктическому, с суровой продолжительной зимой.

Раздел «Социальная ответственность» посвящен изучению и исследованию опасных и вредных производственных факторов, присутствующих при выполнении работ на объектах, исследуемых в выпускной квалификационной работе.

При выполнении работ на линейном участке магистрального нефтепровода, рабочий персонал находится вблизи трубопровода или на специальных площадках, примыкающих к нефтепроводу.

Таким образом, цель данного раздела – анализ возможных опасных и вредных факторов и разработка комплекса мер для безопасного обеспечения работ на линейном участке магистрального нефтепровода.

### 6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

#### 6.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Персонал, обслуживающий магистральный нефтепровод работает вахтовым методом в условиях Крайнего Севера.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
					Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода		
Разраб.		Акименко Е.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.				72	87
Консульт.					НИ ТПУ, 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.					



Также выплачивается процентная надбавка к заработной плате за стаж работы в указанных районах (предельный размер процентной надбавки к заработной плате – 80%) [12].

### **6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место – место, где должен находиться работник во время исполнения своих обязанностей и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя. От организации рабочего места, во многом зависит эффективность самого труда, орудий и средств производства, производительность труда, себестоимость выпускаемой продукции, ее качество и многие другие экономические показатели функционирования предприятия.

Основное рабочее место персонала, обслуживающего магистральный нефтепровод, находится, как правило на значительном удалении от производственных баз и баз снабжения. Зачастую, для того, чтобы попасть на крановую площадку или переход через овраг, необходимо ехать на вездеходе по пересечённой местности по несколько часов. Поэтому, основная работа происходит на открытой местности, а не в помещении.

Допуск персонала к выполнению работ происходит только после разрешения от начальства, в управлении и ведении которого находится объект.

Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно – ремонтного других задействованных организаций.

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ответственный руководитель перед допуском к работе должен выяснить, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и проверить подготовку рабочего места личным осмотром в пределах рабочего места.

## 6.2 Производственная безопасность

### 6.2.1 Анализ выявленных вредных факторов

Выполнение любого вида работ на линейном участке магистрального нефтепровода связаны со следующими потенциально опасными и вредными производственными факторами (см.таблицу 22).

Таблица 22 – Вредные и опасные факторы [18]

Факторы (согласно ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Климатические условия	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ[17]
2.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017[19] ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ[20]
3.Контакт с животным, насекомыми, пресмыкающимися		+	+	МР 2.2.7.2129-06[21] ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ[22]
4.Поражение электрическим током.		+	+	СП 3.1.3.2352-08[24]

5.Механические опасности		+		
6.Взрывоопасность и пожароопасность		+	+	

При проведении работ на линейной части магистрального нефтепровода персонал попадает в зону действия следующих вредных факторов:

### **Климатические условия**

При работе в зимнее время необходимо соблюдать следующие требования:

- при скорости ветра более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах (скорость ветра устанавливается по данным местных метеостанций);
- работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха; средства для обогрева предоставляются на месте работ или в непосредственной близости от места работы;
- о прекращении работы на открытом воздухе или перерывах должно быть сделано распоряжение. Самовольное установление работниками перерывов, а также самовольное прекращение работы не допускается;
- если работы прекращены вследствие низкой температуры или сильного ветра, работники должны быть временно переведены на другую работу в теплое помещение (не распространяется на работников, занятых снегоочистительными и аварийными работами)

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и специальной обувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева[21].

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Электрическое освещение строительных площадок и участков подразделяется на рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное.

При наступлении темноты участки работ, рабочие места, проезды и проходы к ним должны быть освещены. Освещенность должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных приспособлений на работающих.

Рабочее освещение предусматривается для всех строительных площадок и участков, где работы выполняются в ночное и сумеречное время суток, и осуществляется установками общего (равномерного или локализованного) и комбинированного освещения (к общему добавляется местное) [20].

### **Контакт с животными, насекомыми, пресмыкающимися**

В местах выполнения работ можно столкнуться с различными животными, в том числе с пресмыкающимися и членистоногими, которые при определенных обстоятельствах могут представлять потенциальную угрозу для жизни и здоровья человека. При перемещении (нахождении) в местах возможного обитания животных необходимо явно обозначать своё присутствие на местности механическими звуками, разговорами, предупредительными окриками. Не разрешается выбрасывать пищевые отходы на местности. При встрече с дикими животными, необходимо дать им возможность уйти, так как они нападают на человека, только если ранены, очень голодны, испуганы или защищают детёнышей.

При работе в крупных лесных массивах и открытой тундре особое внимание необходимо обращать на ориентировку, учитывать возможность встречи с хищным зверем. В районах, изобилующих комарами и мошкой, все

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

участники рейда должны иметь накомарники, сетки, пологи или соответствующие химические препараты [26].

В летнее время года работающие на открытых площадках работники должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ (репелленты, защитные костюмы пропитанные специальными составами от гнуса и энцефалитного клеща), а также должна быть организована профилактическая работа по вакцинации против энцефалитного клеща [24].

## 6.2.2 Анализ выявленных опасных факторов

### Поражение электрическим током

Поражение электрическим током: возникает при контакте с оголёнными токоведущими частями, находящимися под напряжением или при контакте с металлическими частями, которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. Кроме того, поражение электрическим током возможно при работе на участке линейного магистрального нефтепровода без защитного заземления и при неиспользовании защитных средств при обслуживании .

Главными причинами электротравматизма являются:

1. Появление напряжения там, где в нормальных условиях не должно быть. Такие случаи встречаются в практике довольно часто. Под напряжением могут оказаться корпуса оборудования, металлические конструкции, строительные элементы и т. п. Чаще всего это происходит вследствие повреждения изоляции кабелей, проводов или обмоток электродвигателей и электрического соединения токоведущих частей с указанными конструкциями.
2. Возможность прикосновения к неизолированным токо-ведущим частям.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		78

3. Образование электрической дуги между человеком и токоведущими частями электроустановки напряжением свыше 1000 В.

4. Несогласованные и ошибочные действия персонала. Например, подача напряжения на установку; где работают люди.

Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования. Проверка заземления должна проводиться рабочим персоналом регулярно.

### **Механические опасности**

Механические опасности на линейном участке магистрального нефтепровода представляют собой различные движущиеся механизмы (автоматизированная запорно-регулирующая арматура), подвижные элементы производственного оборудования, падение предметов с высоты.

Для защиты человека применяют средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. На опасных местах устанавливают козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также для исключения получения травм требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

### **Взрывоопасность и пожароопасность**

При производстве работ на линейном участке магистрального нефтепровода до начала работ необходимо устранить замазученность территории, исключить наличие на территории горючих материалов (при разливе нефтепродуктов).

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

На месте проведения огневых работ должны быть следующие первичные средства пожаротушения [25]:

а) огнетушители порошковые ОП-9(10) – 10 шт. или один огнетушитель ОП-70(100), или два огнетушителя ОП-35(50);

б) кошма или противопожарное полотно размером 2,0x2,0 м – 2 шт. или 1,5x2,0 м – 3шт.;

в) два ведра, две лопаты, один топор, один лом.

При проведении ремонтных работ в местах, недоступных для проезда пожарных автомобилей (горы, болота), а также при работах, не связанных со вскрытием полости МН и МНПП, откачкой нефти и нефтепродуктов и в других предусмотренных нормативными документами случаях по согласованию с СПО, вместо пожарных автоцистерн на месте производства работ необходимо организовать пожарный пост, который должен быть оснащен огнетушителями ОП-9(10)(ОУ-7(10)) – 10шт. или ОП-35(50) (ОУ-30(40)) – 2 шт., ящиком с песком ( $V=1$  м<sup>3</sup>), одним ломом, двумя лопатами, одним топором, кошмой или противопожарным полотном 2,0x2,0 м – 2 шт. или 1,5x2,0 м – 3 шт. На месте производства работ приказом по эксплуатирующей или подрядной организации из числа работающих должен создаваться боевой

Ответственный за обеспечение пожарной безопасности объекта обязан обеспечить проверку места проведения огневых работ или других пожароопасных работ в течение 3 ч после их окончания.

Пожарная безопасность при проведении ремонтных и эксплуатационных работ на линейной части МН и МНПП должна обеспечиваться боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем и водой, или другой пожарной техникой.

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## 6.3 Экологическая безопасность

### 6.3.1 Загрязнение атмосферы

Степень загрязнения атмосферного воздуха вследствие аварийного разлива нефти определяется массой летучих низкомолекулярных углеводородов, испарившихся с поверхности почвы или водоема. Нефть, попавшая сразу на землю, испаряется и окисляется под действием микробов. Пары нефти и нефтепродуктов являются токсичными и оказывают отравляющие действия на организм человека.

Для снижения негативного воздействия испарившихся нефтепродуктов необходимо:

- Контролировать воздушную обстановку вблизи наиболее подверженных разрушению местах нефтепровода;
- Автоматическое определение превышения ПДК загрязняющих веществ в рабочей зоне датчиками и оповещение рабочего персонала.

### 6.3.2 Загрязнение гидросферы

Магистральный нефтепровод часто проходит через водные преграды (реки, озера), поэтому МН представляет потенциальную угрозу загрязнения гидросферы.

Мероприятия, которые необходимо проводить для контроля и защиты гидросферы от загрязнения:

- Своевременное предотвращение утечек;
- Периодический контроль трубопровода проложенного через водоём

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

### 6.3.3 Загрязнение литосферы

При работе на участке магистрального нефтепровода на почву оказывается сильное химическое и физическое влияние.

Повреждение и деградация почв происходит от попадания в нее нефтепродуктов, разлившихся при утечке. Необходимо проводить мероприятие, направленные на восстановление почв. На стадии проектирования нефтепровода следует обратить внимание на экологическую безопасность и учесть все факторы. Как и в других случаях возникновения опасности загрязнения следует использовать современные технологии контроля предельно допустимых значений загрязняющих веществ.

### 6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В связи с выходом из строя участка МН возможно возникновение чрезвычайных ситуаций, помимо этого, ЛЭП, идущие вдоль трубопровода также могут привести к ЧС.

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть при работе на участке МН:

- Пожары
- Поражение электрическим током
- Разлив нефти

Наиболее вероятная ЧС – поражение электрическим током персонала, обслуживающего магистральный нефтепровод, так как при выполнении работ в охранной зоне ЛЭП на металлических трубопроводах, а так же на других металлических сооружениях находятся опасные для человека электрические потенциалы. Опасность поражения током может появиться и при искусственном дождевании в охранной зоне ЛЭП, когда сплошная струя дождевальной воды соприкасается с проводами линии или с поверхностью

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

изоляторов. В первом случае опасные потенциалы могут появиться на дождевальной установке, а во втором – может произойти электрический пробой изолятора, обрыв и падение провода на землю, появляется опасность поражения шаговым напряжением. Отрицательное действие электромагнитного поля проявляется под ЛЭП напряжением 330 кВ и выше[17].

Работы в охранной зоне ЛЭП следует выполнять не менее чем двум лицам, один из них – наблюдающий.

Назначают ответственного за обеспечение электробезопасности при выполнении работ вблизи ЛЭП.

Персонал, занятый выполнением работ в охранной зоне ЛЭП, должен пройти соответствующий инструктаж и уметь оказать помощь при поражении электрическим током. О проведении инструктажа делают соответствующую запись в журнал регистрации инструктажей по технике безопасности.

### **Заключение по разделу**

В данном разделе были рассмотрены условия работы вахтовым методом на территории Крайнего Севера. Были выявлены вредные и опасные факторы при работе на линейном участке магистрального нефтепровода. Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении персоналом работ. Определены основные источники загрязнения окружающей среды. Наиболее вероятной ЧС является поражение электрическим током обслуживающего персонала, расписан комплекс мер по предупреждению ЧС.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

## Заключение

Выпускная квалификационная работа посвящена оценке влияния высоковольтных линий электропередачи на магистральный нефтепровод.

Изучена нормативная документация в области электромагнитного влияния линий электропередачи переменного тока на нефтепровод.

Проанализировано влияние ЛЭП на магистральный нефтепровод, при отклонении определенных критериев, участок магистрального нефтепровода относится к зоне высокой коррозионной опасности.

Помимо этого, рассмотрены и описаны используемые на данный момент методы защиты трубопровода от влияния ЛЭП.

Были рассчитаны наведенные напряжения для трёх случаев сближения магистрально нефтепровода с воздушными линиями 220 кВ:

- Параллельное следование ВЛ и МН ( $U_{mз.мах} = 0,312$  В);
- Пересечение ВЛ и МН под углом ( $U_{mз.мах} = 0,54$  В);
- Параллельное следование двух магистральных нефтепроводов ( $U_{1mз.мах} = 0,28$  В и  $U_{2mз.мах} = 0,27$  В).

Произведено сравнение наведенных на нефтепровод напряжений с критическим значением разности потенциалов «труба-земля». Согласно нормативному документу РД-17.220.00-КТН-034-08, рассчитанные значения не превышают допустимого.

Произведены расчеты по экономической эффективности данного исследования, общие затраты составили 108659,32 руб.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода			
Разраб.		Акименко Е.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					84	87
Консульт.						НИ ТПУ, 2Б6Б		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

## Список использованной литературы:

1. Яблучанский А.И. Оценка влияния высоковольтных ЛЭП переменного тока на проектируемый газопровод и технические решения по его устранению: Матер. Отраслевого совещания по проблемам защиты от коррозии ( г.Зеленоград, 15-18 мая 2007г.).- М: ИРЦ Газпром, 2008.- С. 48-56.
2. СП 36.13330. 2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* (с Изменениями №1, 2).
3. ГОСТ Р 55435-2013. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
4. Яблучанский П.А. Обоснование мероприятий по защите подземных нефтегазопроводов от коррозионного воздействия высоковольтных линий электропередачи переменного тока. 2014.- С. 12-28.
5. Правила устройства электроустановок. М., 2003; Электротехническая энциклопедия / Под ред. А. Ф. Дьякова. М., 2005–2008. Т. 1–2; Основы современной энергетики / Под ред. Е. В. Аметистова. 4-е изд. М., 2008. Т. 1–2.
6. Высоковольтные ЛЭП. [Электронный ресурс] URL: <https://rusenergetics.ru/provoda-i-kabeli/linii-elektroperedach>
7. Зарудский Г.К. Линия электропередачи. Большая российская энциклопедия [Электронный ресурс] URL: [https://bigenc.ru/technology\\_and\\_technique/text/2146410](https://bigenc.ru/technology_and_technique/text/2146410)
8. РД-17.220.00-КТН-034-08 Методика определения воздействия ВЛ-110 КВ и выше на коррозию нефтепровода и мероприятия по защите трубопровода.

					Оценка влияния высоковольтных линий на эксплуатационные свойства магистрального нефтепровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб		Акименко Е.А.			Список использованной литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубина О.Н.					85	87
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.				НИ ТПУ, 2Б6Б		

9. РД-29.200.00-КТН-176-06 Регламент обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов и состояния противокоррозионной защиты.

10. ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.

11. ГОСТ 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

12. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) Глава 50. Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях. [Электронный ресурс] URL:

[http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/b739014a99ff134c5dc56d924e34695af0b59ab4/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b739014a99ff134c5dc56d924e34695af0b59ab4/)

13. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом. [Электронный ресурс] URL:

[http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0/)

14. СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы». [Электронный ресурс] URL:

<http://docs.cntd.ru/document/1200103173>

15. СП 86.13330.2014. «Свод правил. Магистральные трубопроводы». [Электронный ресурс] URL:

<http://docs.cntd.ru/document/1200111111>

16. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». [Электронный ресурс] URL:

<http://docs.cntd.ru/document/901702428>

17. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ «Электробезопасность». [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/5200313>

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

18. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/120013607>

19. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200161238>

20. ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ. «Строительство. Нормы освещения строительных площадок» [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200114236>

21. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200047514>

22. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация» [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200000277>

23. РД 13.100.00-КТН-306-09 «Система организации работ по промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте»

24. СП 3.1.3.2352-08 «Профилактика клещевого вирусного энцефалита» [Электронный ресурс] URL: <http://docs.cntd.ru/document/902094567>

25. Правила противопожарного режима в РФ, утв. Постановлением Правительства РФ от 25.04.2012 №390;

26. Приказ от 21 июня 1985 года №342 Об утверждении «Основных правил безопасности и оказания первой медицинской помощи при проведении рейдовых выездов по охране животного мира и борьбе с браконьерством».

27. Катодная защита трубопроводов. [Электронный ресурс] URL: <https://metmastanki.ru/katodnaya-zashhita-truboprovodov-ot-korrozii>

					Список использованной литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87