

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность  
Отделение контроля и диагностики

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Оценка рисков на предприятии нефтепроводного транспорта</b>

УДК 622.8-047.43:622.691.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1Е61	Каналина Лина Олеговна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Гусельников Михаил Эдуардович	Кандидат технических наук		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	Кандидат экономических наук		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	Кандидат технических наук		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП 20.03.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Вторушина А.Н.	Кандидат химических наук		

## Планируемые результаты освоения образовательной программы по направлению 20.03.01 Техносферная безопасность

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способность учитывать современные тенденции развития техники и технологий в области обеспечения техносферной безопасности, измерительной и вычислительной техники, информационных технологий в своей профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Способность использовать основы экономических знаний при оценке эффективности результатов профессиональной деятельности
ОПК(У)-3	Способность ориентироваться в основных нормативно-правовых актах в области обеспечения безопасности
ОПК(У)-4	Способность пропагандировать цели и задачи обеспечения безопасности человека и окружающей среды
ОПК(У)-5	Готовность к выполнению профессиональных функций при работе в коллективе
ДОПК(У)-1	Способность ориентироваться в основных методах и системах обеспечения техносферной безопасности, обоснованно выбирать известные устройства, системы и методы защиты человека и окружающей среды от опасностей
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-9	Готовность использовать знания по организации охраны труда, охраны окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях на объектах экономики
ПК(У)-10	Способность использовать знание организационных основ безопасности различных производственных процессов в чрезвычайных ситуациях
ПК(У)-11	Способность организовать, планировать и реализовать работу исполнителей по решению практических задач обеспечения безопасности человека и окружающей среды
ПК(У)-12	Способность применять действующие нормативные правовые акты для решения задач обеспечения объектов защиты
ПК(У)-14	Способность определять нормативные уровни допустимых негативных воздействий на человека и окружающую среду
ПК(У)-15	Способность проводить измерения уровней опасностей в среде обитания, обрабатывать полученные результаты, составлять прогнозы возможного развития ситуации
ПК(У)-16	Способность анализировать механизмы воздействия опасностей на человека, определять характер взаимодействия организма человека с опасностями среды обитания с учетом специфики механизма токсического действия вредных веществ, энергетического воздействия и комбинированного действия вредных факторов
ПК(У)-17	Способность определять опасные, чрезвычайно опасные зоны, зоны приемлемого риска
ПК(У)-18	Готовность осуществлять проверки безопасного состояния объектов различного назначения, участвовать в экспертизах их безопасности, регламентированных действующим законодательством Российской Федерации

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность  
Отделение контроля и диагностики

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
20.03.01 Техносферная безопасность  
\_\_\_\_\_ А.Н. Вторушина  
04.02.2021 г.

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

В форме:

бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	ФИО
3-1Е61	Каналиной Лине Олеговне

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	19.02.2021, №50-51/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021 г.
------------------------------------------	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования является нефтегазодобывающее АО "Томскнефть" ВНК. Режим работы непрерывный, так как работы ведутся круглосуточно. Целью деятельности НГДУ является извлечение на поверхность нефти и газа, а так же выполнение работ и услуг связанных с ним.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Провести аналитический обзор по литературным источникам с целью набора материала по изучению основных рисков на нефтепроводном транспорте. Приведение экономического обоснования применения предлагаемого метода для предотвращения аварийных разливов на переходах через водные преграды.

<b>Перечень графического материала</b>	Таблицы, рисунки
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Татьяна Григорьевна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	04.02.2021 г.
-------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусельников М.Э.	к.т.н.		04.02.2021 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1Е61	Каналина Лина Олеговна		04.02.2021 г.

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа неразрушающего контроля и безопасности  
 Направление подготовки 20.03.01 Техносферная безопасность  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение контроля и диагностики  
 Период выполнения весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021 г.
------------------------------------------	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Раздел «Литературный обзор». Изучение литературы, статистики статей по выбранной теме	10
	Раздел «Расчетная часть». Выбор методов расчета, проведение необходимых вычислений	40
	Раздел «Социальная ответственность». Рассмотрение опасных и вредных факторов и способов защиты от них.	20
	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	20
07.06.2021 г.	Оформление и представление ВКР	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гусельников М.Э.	к.т.н.		04.02.2021

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП 20.03.01 Техносферная безопасность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОКД	Вторушина А.Н.	к.х.н.		04.02.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-1Е61	Канапиной Лине Олеговне

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	ОЭЭ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	20.03.01 Техносферная безопасность

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов технического проекта (ТП): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта 6860 тыс руб, в реализации задействованы два человека: руководитель и инженер
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30% Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2020) 12130 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 10 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности ТП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета технического проекта	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта	Оценка сравнительной эффективности исследования. Интегральный показатель ресурсоэффективности – 4,5 Интегральный показатель эффективности – 4,5 Сравнительная эффективность проекта – 1,04

**Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):**

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оценка конкурентоспособности технических решений</li> <li>2. Матрица SWOT</li> <li>3. Календарный план-график проектирования проекта</li> <li>4. Бюджет затрат ТП</li> </ol>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1Е61	Канапина Лина Олеговна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-1Е61	Каналина Лина Олеговна

<b>Школа</b>		<b>Отделение (НОЦ)</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	20.03.01 «Техносферная безопасность»

Тема ВКР:

<b>Оценка рисков на предприятии нефтепроводного транспорта</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Место проведения работ Томская область и ХМАО. Участок промышленного нефтепровода к.20-УПСВ-8 (нефтеотборный коллектор) IV категории, d159x10, давление рабочее 2,5МПа согласно РД 39-132-94. Работы производятся в зимний период.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <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>	ГОСТ 12.1.003-83 - Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.005-88 –Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ГОСТ 12.1.011-78 - Система стандартов безопасности труда. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. Технические регламенты РФ. Технический регламент о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах. ГОСТ 12.4.011-89- "Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация ГОСТ 12.1.019-79- Система стандартов безопасности труда электробезопасность РД 39-132-94 - Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромышленных трубопроводов». СП 34-116-97 - Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<i>Вредные факторы:</i> превышение уровней шума и вибрации, утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу <i>Опасные факторы:</i> тяжесть и напряженность физического труда, движущиеся машины и механизмы,

	поражение электрическим током, электрическая дуга и металлические искры при сварке
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	При производстве строительно-монтажных работ оказываются вредные воздействия на атмосферный воздух, выбросы загрязнений в почву.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: паводковые наводнения, лесные пожары, террористические акты; по причинам техногенного характера (аварии) и др.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-1Е61	Каналина Лина Олеговна		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 86 с., 7 рис., 30 табл., 10 источников, 2 прил.

Ключевые слова: авария на нефтеперевозном транспорте, нефть, оценка риска и расчет последствий разрушения, риск, оценка.

Объектом исследования является нефтепроводный транспорт, магистраль.

Цель работы – изучение наиболее эффективного метода обустройства участков трубопроводов на пересечениях с водными преградами и в пойменных зонах водных объектов для предотвращения аварийных разливов нефтепродуктов на примере системы нефтесбора ОАО "Томскнефть" ВНК и дать его экономическое обоснование. Определение потенциальных опасностей производственных процессов на нефтепроводном транспорте. В результате исследования определен новый и более эффективный метод обустройства участков трубопроводов на пересечениях с водными преградами и в пойменных зонах водных объектов для предотвращения аварийных разливов нефтепродуктов на примере системы нефтесбора ОАО «Томскнефть» ВНК и дано его экономическое обоснование.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АРН- аварийный разлив нефти  
ВНК- восточной нефтяной компании;  
ЧП – чрезвычайное происшествие;  
ЧС – чрезвычайная ситуация;  
ДНС- дожимная насосная станция  
ЦПС- центральный пункт сбора  
КСП- комплексный сборный пункт  
ГОСТ- государственный стандарт

## Оглавление

Введение .....	12
1. Характеристика объекта .....	14
1.1 Сведения о деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК .....	14
1.2 Трубопроводная система транспортировки нефти .....	15
2. Анализ аварийности .....	17
2.1 Классификация аварий .....	17
2.2 Анализ аварий на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК .....	20
3. Предотвращение аварийных разливов нефти .....	22
3.1 Актуальность проблемы .....	22
3.2 Методы предотвращения аварийных разливов нефти .....	23
3.3 Новая технология обустройства подводных переходов .....	24
Технико-экономические расчеты .....	28
4.1 Расчет затрат на строительство защитного кожуха .....	28
4.1.1 Обоснование выбора материалов .....	29
4.1.2 Расчет количества компенсаторов .....	29
4.2 Расчет убытков при разгерметизации трубопровода .....	32
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	45
5.1 Потребители результатов исследования .....	45
5.2 Анализ конкурентных технических решений .....	46
5.3 SWOT-анализ .....	47
5.4.1 Структура работ .....	49
5.4.1 План проекта .....	49
5.5 Бюджет научно-технического исследования .....	51
5.5.1 Расчёт материальных затрат .....	52

5.5.2 Расчёт амортизационных отчислений.....	52
5.5.3 Расчёт заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды .....	54
5.5.4 Расчёт общей себестоимости .....	56
5.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	57
Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	61
6. Социальная ответственность .....	63
6.1 Профессиональная социальная безопасность .....	64
6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	65
6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	68
6.1.3 Пожарная и взрывная безопасность .....	72
6.2 Экологическая безопасность .....	77
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	79
6.4 Законодательное регулирование проектных решений .....	81
Заключение .....	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	86

## ВВЕДЕНИЕ

Развитая система трубопроводного транспорта и его эффективная работа в настоящее время является одним из важнейших факторов, наряду с добычей и переработкой нефти, обуславливающих успешную деятельность любого нефтегазодобывающего предприятия, от деятельности которых зависит и экономика страны. В связи с этим выбранная тематика, несмотря на узкую направленность, входит в актуальное русло проблем энергетики России и обращает внимание на существующую в настоящее время проблему неэффективной эксплуатации промышленных трубопроводов в силу их высокой подверженности авариям.

Именно безаварийная работа системы трубопроводов позволяет доставить весь объем добытой нефти для переработки и далее до потребителя без повышения ее себестоимости. В то же время, согласно статистике, количество отказов на промысловых трубопроводах остается довольно высоким. Это связано в первую очередь с коррозионным износом трубопроводов.

Стоит отметить, что отказы на промысловых трубопроводах пересекающих водные преграды, наносят большой экономический ущерб не только из-за потерь продукта, но и сопровождаются, в большинстве случаев загрязнением окружающей среды, гибелью флоры и фауны, возникновением пожаров и даже человеческими жертвами.

Поэтому к трубопроводам предъявляются очень высокие требования, одним из которых является герметичность.

Среди условий, обеспечивающих избежание неприятных последствий аварийных отказов, важное место принадлежит своевременному и качественному проведению профилактических мероприятий.

Цель работы – рассмотреть новый, более эффективный метод обустройства участков трубопроводов на пересечениях с водными преградами и в пойменных зонах водных объектов для предотвращения

аварийных разливов нефтепродуктов на примере системы нефтесбора ОАО «Томскнефть» ВНК и дать его экономическое обоснование.

Задачи:

- провести краткий анализ состояния трубопроводной системы транспортировки нефти ОАО «Томскнефть» ВНК;
- провести анализ существующих аварий и рассмотреть причины аварийных разливов нефти на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК;
- рассмотреть применяемые методы для устранения причин аварийных разливов;
- предложить новый метод для устранения причин аварийных разливов на переходах через водные преграды;
- привести экономическое обоснование применения предлагаемого метода для предотвращения аварийных разливов на переходах через водные преграды.

# 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

## 1.1 Сведения о деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК

ОАО «Томскнефть» ВНК было основано в 1966 году с базой в г.Стрежевой. Основным видом деятельности является добыча нефти и газа на территории Томской и Тюменской областей [8].

Территория деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК составляет более 42 тысяч кв.км. Площадь лицензионных участков - свыше 26 тысяч кв.км. Главная отличительная черта географии предприятия: разбросанность месторождений, большинство из них находится в труднодоступных Васюганских болотах и на неосвоенных землях. На сегодняшний день предприятие эксплуатирует 32 месторождения, которые находятся на большом расстоянии от г.Стрежевой: 500км на юго-запад – Крапивинское н.м.р., 400км на юго-восток – Лугинецкое г.н.м.р., 100км на северо-восток – Вахское н.м.р. Степень заболоченности достигает до 80%. Коэффициент густоты речной сети – 0,32. На всем протяжении нефтесборные трубопроводы имеют более 200 пересечений с водными объектами различного типа и ширины (крупные и мелкие реки, протоки, озера и т.д.), а так же со множеством ручьев и водотоков, являющихся частью водосборного бассейна таких крупных рек как Обь, Васюган и Вах [8].

Климат континентальный, избыточно влажный. Абсолютный минимум температур составляет минус 54 °С, средняя температура самого жаркого месяца июля составляет плюс 17 °С.

Весенний период характеризуется неустойчивой температурой. Продолжительность холодного периода составляет 185-200 дней, теплого – 165-180 дней. Устойчивые морозы в среднем наступают – 27 октября, прекращаются – 1 апреля. Наибольшая высота снежного покрова достигает в марте 43 см. Наибольшее количество осадков летом – 553 мм [20].

Глубина промерзания суглинистых грунтов составляет 2.4 м, супеси – 2.6 м, торфа – 0,6 м.

Абсолютная максимальная температура плюс 36 °С.

Абсолютная минимальная температура минус 54 °С.

## 1.2 Трубопроводная система транспортировки нефти

Общая протяженность действующих трубопроводов системы нефтесбора ОАО «Томскнефть» ВНК (нефтесборные коллектора от АГЗУ до ДНС и УПСВ и напорные коллектора от ДНС и УПСВ до УПН) на начало 2015 года составляла более 3500км. В эксплуатации, в зависимости от объема перекачиваемого продукта, находятся трубопроводы очень широкого диапазона диаметров: от 73 до 630мм.

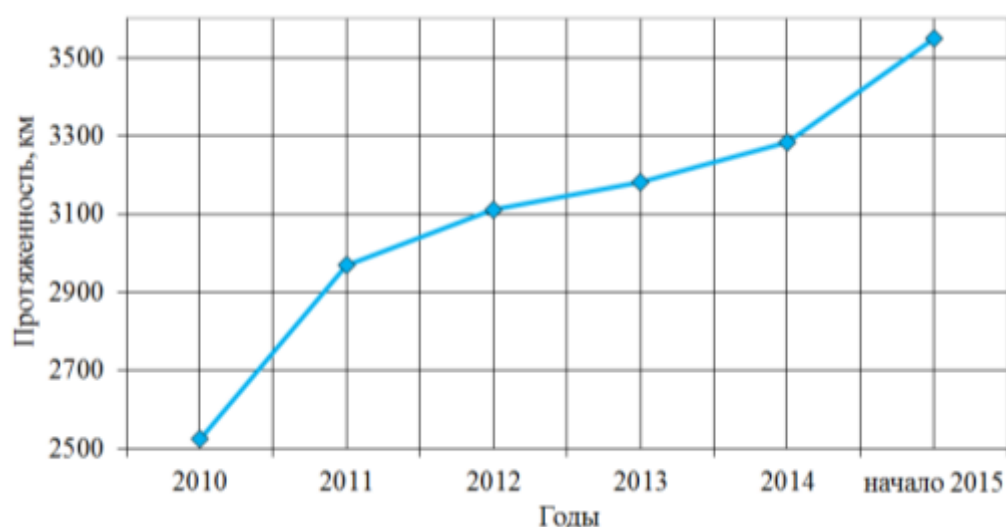


Рис.1 Протяженность трубопроводов

Географически трубопроводы расположены на территории Томской и Тюменской областей (Приложение 1).

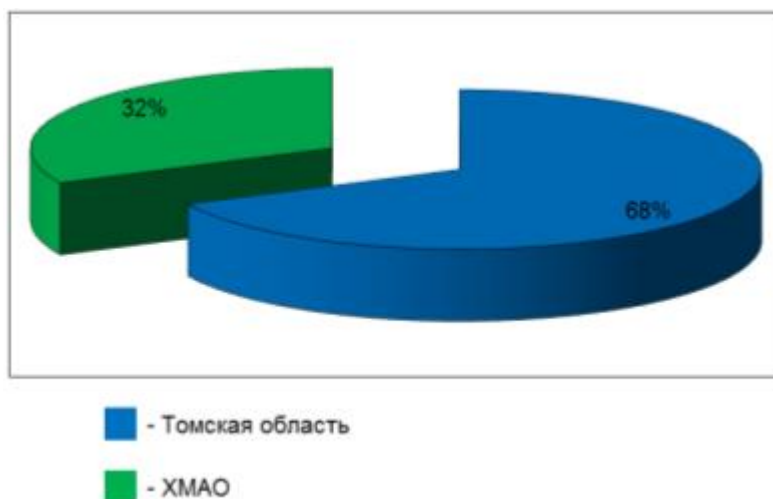


Рис.2 Территориальная принадлежность

Не смотря на то, что Общество ежегодно тратит значительные суммы на строительство новых трубопроводов, а так же на ремонт и реконструкцию трубопроводов выработавших свой ресурс, основной объем составляют трубопроводы с наработкой около 10 лет.

По плотности нефть, добываемая на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК, относится к классу средних, средняя плотность  $\rho=0,85$  г/см<sup>3</sup>. Содержание солей до 1700 мг/дм<sup>3</sup>, механических примесей – до 70мг дм<sup>3</sup>. Большое содержание солей и механических примесей обуславливает высокую коррозионность добываемой нефти.



## 2. АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ

### 2.1 Классификация аварий

Отказом трубопроводов промышленного сбора и транспорта продукции скважин считается нарушение работоспособности, связанное с внезапной полной или частичной остановкой трубопровода из-за нарушения герметичности трубопровода или запорной и регулирующей арматуры или из-за закупорки трубопровода.

Повреждением называется нарушение исправного состояния ПТ при сохранении его работоспособности и не сопровождаемое материальным и экологическим ущербом.

Отказы ПТ делятся на некатегорийные и категорийные, сопровождаемые несчастными случаями и пожарами.

К категорийным относятся отказы, которые расследуются в соответствии с инструкцией Госгортехнадзора России (РД 03-293-99 «Положение о порядке технического расследования причин аварий на опасных производственных объектах»). К ним относится полное или частичное разрушение объектов добычи и подготовки нефти и газа, внутрипромысловых трубопроводов, сопровождающееся или приведшее к разливу (утечке) нефти в объеме 10 и более кубометров или утечкой природного (попутного) газа в объеме 10 тысяч и более кубометров.

Все остальные отказы некатегорийные расследуются в соответствии с РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» [1].

Некатегорийные отказы подразделяются по видам нарушений:

- разрывы и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым сварным швам;
- негерметичность по причине коррозии внутренней и внешней;
- негерметичность запорной и регулирующей арматуры;

- потеря герметичности трубопровода от внешних механических воздействий;

- потеря пропускной способности трубопровода из-за образования закупорок.

Некатегорийные отказы ПТ подразделяются на отказы 1-й и 2-й групп.

К отказам 1-й группы относятся отказы на внутриплощадочных напорных внутри- и межпромысловых нефтепроводах на участке от дожимной насосной станции (ДНС) до центрального пункта сбора (ЦПС) или от комплексного сборного пункта (КСП) и далее до магистральных нефтепроводов.

К отказам 2-й группы относятся отказы на газопроводах, на нефтесборных трубопроводах на участке от групповой замерной установки (ГЗУ) до ДНС, а также на водоводах.

Аварийный разлив нефти (АРН) – любой сброс и поступление нефти, произошедший как в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы стихийного или иного бедствия, так и при транспортировке нефти, при строительстве или эксплуатации объекта, а также в процессе производства ремонтных работ.

Важным аспектом проблемы аварийных разливов нефти является исследование причин их возникновения. Аварийные разливы продукции скважин на объектах добычи нефти, как правило, происходят вследствие нарушения герметичности оборудования и трубопроводов. В большинстве случаев к основным факторам, способствующим возникновению аварии с разливами нефти относятся:

- наличие опасных веществ – нефти и газа – в больших количествах;
- проведение технологических процессов под давлением;
- наличие в нефти механических примесей, обуславливающих абразивный износ оборудования и трубопроводов;
- коррозионная активность составляющих сырой нефти.

Основные возможные причины и факторы, способствующие возникновению и развитию аварий на промышленных, межпромысловых трубопроводах:

- Разлив нефти, в результате механического повреждения трубопровода и линейного оборудования;
- Наличие блуждающих токов в грунте способствует ухудшению свойств металла стенок трубопровода, создает опасность разгерметизации нефтепровода;
- Перекачка нефти под избыточным давлением, создает опасность разгерметизации трубопровода;
- Пересечение трубопровода с автодорогами (воздействие нагрузок от движения автомобилей и изменение давление в грунте под автомобильными дорогами);
- Разгерметизация трубопровода, в результате физико-химического воздействия;
- Несоответствие качества металла и геометрических параметров труб требованиям ГОСТ, неудовлетворительное качество сварных швов, наличие циклических нагрузок при перекачке нефти, старение металла труб, укладка трубопровода в траншею в напряженном состоянии при строительстве и капитальном ремонте в итоге приведет к разгерметизации нефтепровода;
- Частые пуски и остановки нефтеперекачивающих агрегатов, быстрые открытия и закрытия задвижек, всевозможные вибрации приводят к возникновению в трубопроводах нестационарных процессов, сопровождаемых резкими колебаниями давления, что в свою очередь может привести к разгерметизации трубопровода;
- Разгерметизация трубопровода, в результате внешнего воздействия;

- Разгерметизация трубопроводов, в результате землетрясения, наводнения, оползни и т.д.

## 2.2 Анализ аварий на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК

Для выявления основных причин аварий на трубопроводах системы нефтесбора ОАО «Томскнефть» ВНК подвергнем анализу отказы, произошедшие в период с 2010 – начало 2015 г. (Рис. 3). Для анализа мы возьмем данные по отказам на внутрипромысловых нефтепроводах входящих в систему «АГЗУ – ДНС (УПСВ) – УПН».

Учитывая высокую обводненность продукта перекачиваемого по трубопроводам системы нефтесбора ОАО «Томскнефть» ВНК при перерасчете объемов жидкости, разлившейся в результате отказов, на объем чистой нефти мы получим объемы разливов значительно ниже  $10\text{м}^3$ , что требуется для классификации отказа как «категорийный». В связи с этим, согласно РД 39-132-94, все отказы произошедшие в данный период на рассматриваемых нефтепроводах относятся к разряду «некатегорийных» отказов [1].

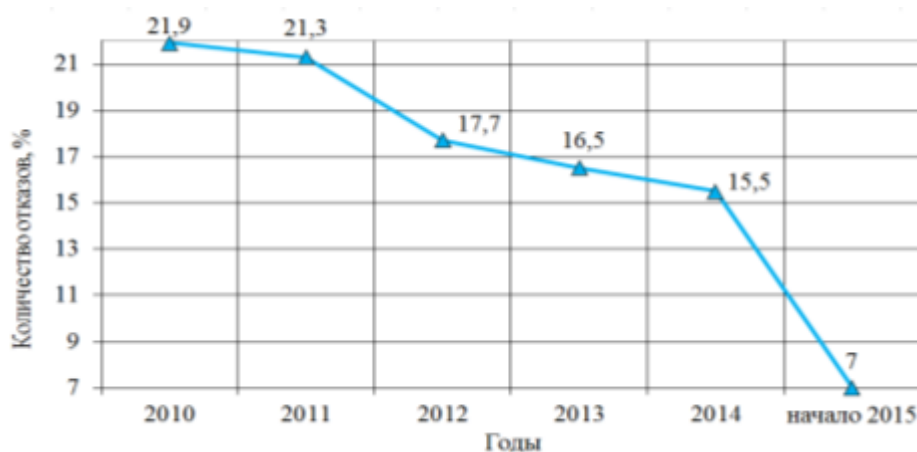


Рис.3 Показатели аварийности

Основной причиной отказов (79%) является внутренняя ручейковая и питтинговая коррозия стенки основной трубы. В остальных же случаях (21%)

причиной отказов явилась разгерметизация трубопроводов по кольцевым сварным соединениям, запорной и регулирующей арматуре, а так же коррозия фасонных частей в результате различных факторов.

Проведя анализ аварийности на трубопроводах системы нефтесбора ОАО «Томскнефть» ВНК мы видим, что в период с 2010 – начало 2015 г. количество отказов на нефтесборных коллекторах снизилось, но это лишь является следствием своевременно проведенных мероприятий по предупреждению отказов на трубопроводах, таких как капитальный ремонт, реконструкция, замена аварийных участков трубопроводов.

В общем же учитывая то, что обводненность перекачиваемой жидкости, агрессивность среды и наличие абразивных механических примесей являются неотъемлемыми сопутствующими факторами добычи нефти, проведение мероприятий по предотвращению аварийных разливов нефти является одним из ключевых вопросов в процессе эксплуатации трубопроводного транспорта.

### **3. ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ**

#### **3.1 Актуальность проблемы**

При эксплуатации промышленных трубопроводов (водоводы высокого давления, нефтесборные коллектора, напорные и магистральные трубопроводы и т.д.) существует актуальная проблема в том, что при порыве трубопроводов происходит загрязнение окружающей среды, которое в свою очередь влечет за собой огромные экологические штрафы и затраты на ликвидацию последствий аварии со стороны эксплуатирующего предприятия. А так же существенный урон экологии.

Особое место занимают порывы на переходах трубопроводов через реки и озера, а так же порывы в пойменной зоне водных объектов. Порывы трубопроводов на водных объектах гораздо опаснее порывов на наземной части тем, что многократно увеличивается площадь загрязнения, время и средства на локализацию зоны загрязнения и ликвидацию последствий аварии, а так же наносится более серьезный вред окружающей среде. Ежегодно в бассейны рек и водоемы попадают сотни тысяч тонн нефти, в результате на воде образуется тонкая пленка, препятствующая газообмену. Основная задача при ликвидации последствий аварийных разливов нефтепродуктов на водной поверхности – ни при каких обстоятельствах не допустить загрязнения береговой полосы, так как в этом случае затраты на ликвидацию последствий аварии возрастают многократно. Сложность устранения аварийных разливов на водных поверхностях заключается в том, что возникает необходимость привлечения дорогостоящего оборудования и спецтехники (моторные лодки, боновые заграждения, нефтесборное оборудование и техника). Дополнительная сложность заключается (в большинстве случаев) в отсутствии подъездных путей для спецтехники.

Не стоит так же забывать о том, что пластовая вода (сеноман) полностью растворяется в воде (в отличии от нефти) и приводит к гибели растительного и животного мира.

### **3.2 Методы предотвращения аварийных разливов нефти**

Работать над снижением количества отказов - задача, поставленная руководством перед управлением эксплуатации трубопроводов. В ОАО «Томскнефть» ВНК говорят: в развитие этого направления компания готова вкладывать деньги. На нескольких трубопроводах уже установленная система телемеханики, которая позволяет оперативно реагировать на отказы, предотвращать экологические последствия и минимизировать потери нефти. Средний годовой бюджет мероприятий по реконструкции, ингибированию, мониторингу и диагностике трубопроводов составляет более 800 миллионов рублей.

Заметив утечку или явную коррозию, работники цеха по текущему обслуживанию, ремонту трубопроводов и ликвидации последствий аварий подают заявку на более тщательное исследование проблемного участка трубопровода в лабораторию неразрушающего контроля. Дефектоскописты, вооружившись специальным оборудованием, выезжают на место, определяют уровень и объемы разрушения металла и выдают заключение. Исполняя предписания специалистов лаборатории, ЦТОРТ и ЛПА либо полностью производят замену участка трубопровода, либо проводят другие профилактические работы.

Существующий способ уменьшения последствий аварий на подводных переходах, это монтаж параллельно основной части трубопровода, резервной линии (Рис. 4). В случае порыва основной линии, работа трубопровода переводится на резервную линию, что сокращает время выброса транспортируемого продукта в окружающую среду без остановки работы трубопровода в целом. Но данный метод не исключает попадания вредных

веществ в окружающую среду (требуется время на поиск места отказа, прибытие аварийной бригады и перевод работы трубопровода на резервную линию). Существующие методы защиты трубопроводов (электрохимическая, ингибиторная) только замедляют процесс коррозии, но не предотвращают аварии на трубопроводах полностью.

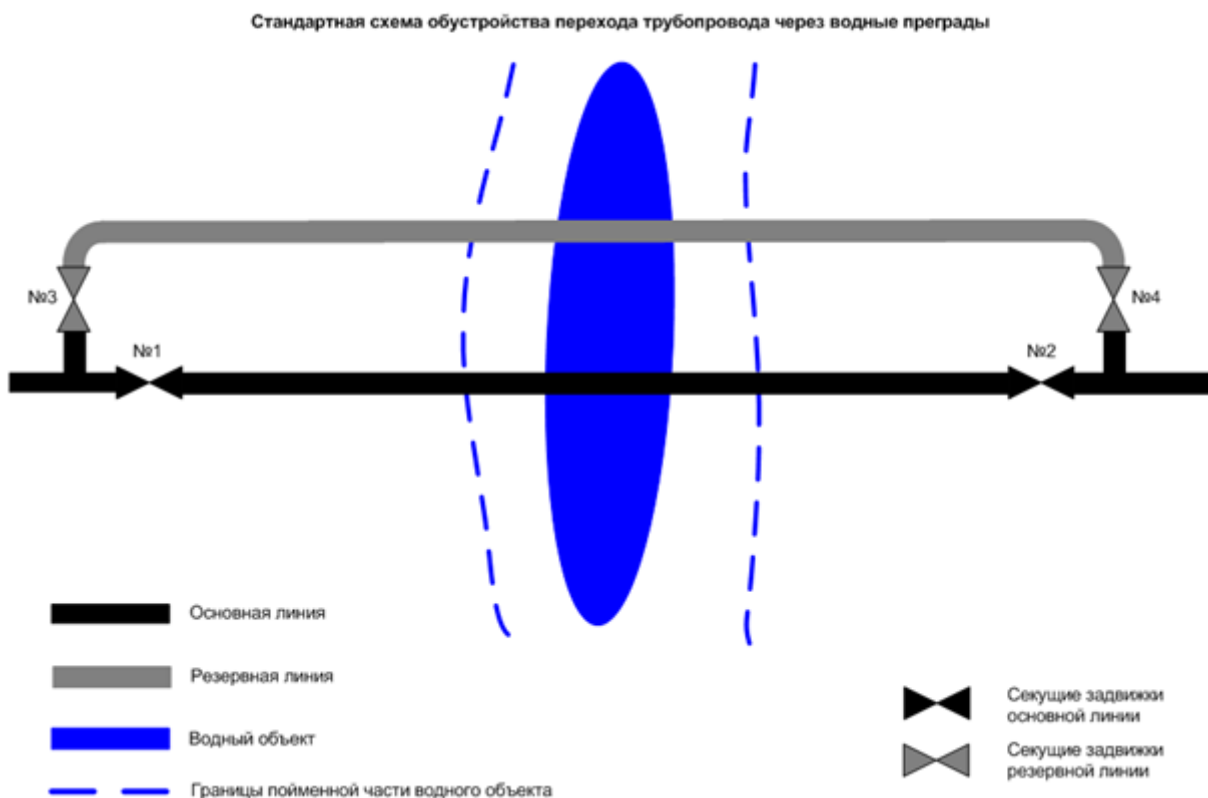


Рис.4 Схема монтажа резервной нитки

### 3.3 Новая технология обустройства подводных переходов

Предлагаемый метод обустройства переходов трубопроводов через водные преграды и пойменные участки водных объектов полностью исключает попадание вредных веществ в окружающую среду при разгерметизации трубопроводов на данных участках.

При обустройстве переходов через водные объекты (реки, озера и т.д.) на трубопровод монтируются температурные компенсаторы и герметичный кожух, окончания которого расположены за границами пойменной зоны



водного объекта, на расстоянии, предотвращающем, в случае порыва, попадание транспортируемого продукта в водный объект (Рис. 5). Свободное пространство между кожухом и трубопроводом заполняется нейтральной жидкостью с добавлением ингибитора коррозии под атмосферным давлением.

В данном случае не происходит выброса рабочей жидкости в окружающую среду, так как трубопровод продолжает работать в нормальном режиме и размыва кожуха не произойдет по причине быстрого уравнивания давления между рабочей трубой и полостью кожуха. Скорость коррозии стенок основного трубопровода будет намного выше по сравнению со скоростью коррозии металла защитного кожуха, т.к. в защитном кожухе жидкость находится в спокойном состоянии, а в основном трубопроводе жидкость находится в движении (происходит разрушение оксидной пленки на поверхности металла), что значительно увеличивает скорость коррозии (чем больше скорость потока жидкости, тем больше скорость окисления металла). Так же в основном трубопроводе присутствует такой фактор как эрозия (механический износ нижней образующей трубы абразивными частицами вымываемыми из рабочего пласта). В то же время защитный кожух застрахован от размыва стенки турбулентными потоками, образующимися в результате завихрения жидкости в местах разрушения основного трубопровода, благодаря установке на основной трубе опорно-направляющих «колец-спейсеров».

Разность температурного удлинения между рабочей трубой и кожухом уравнивается с помощью установленных температурных компенсаторов. Современным способом продления срока эксплуатации трубопроводных систем является использование сильфонных металлических компенсаторов. Они позволяют исключить различные деформации, которые происходят в трубопроводах из-за постоянного перепада температур, давления и разного рода вибраций. Отсутствие компенсаторов на трубах может привести к таким нежелательным последствиям, как изменение длины трубы, при

температурном расширении-сжатии металла трубы, это в дальнейшем приведет к разрыву трубопровода. В этой связи проблеме надежности трубопроводов уделяется самое пристальное внимание и осуществляется постоянный поиск оптимальных решений по обеспечению технической безопасности трубопроводных систем.

Трубопроводные системы с постоянной рабочей средой, как правило, подвергаются воздействию температурных расширений, изменению давления, различного рода вибрациям. Для устранения подобного рода воздействий необходима установка гибких элементов, которые будут способствовать компенсации вибраций, и как следствие этого способствовать предотвращению повреждения трубопроводной системы.

Компенсаторы являются оптимальным решением в случаях, когда система трубопроводных линий не способна компенсировать воздействие различного рода вибраций и температурных расширений. В этих случаях компенсатор берет на себя функцию гибкого звена в трубопроводной системе.

Сильфонные металлические компенсаторы имеют малые габариты, могут устанавливаться в любом месте трубопровода при любом способе его прокладки, не требуют строительства специальных камер и обслуживания в течение всего срока эксплуатации. Применение сильфонных компенсаторов обеспечивает надежную и эффективную защиту трубопроводов от статистических и динамических нагрузок, возникающих при температурных деформациях, вибрациях и гидроударах, возникающих в трубной системе при эксплуатации.

Металлические компенсаторы, благодаря использованию при изготовлении сильфонов высококачественных нержавеющей сталей, способны работать в самых жестких условиях с температурами рабочих сред от «абсолютного нуля» до 1000°С в агрессивных средах и воспринимать рабочие давления от вакуума до 100 атм.

Преимущество данного способа монтажа переходов трубопроводов через природные и искусственные преграды заключается в том, что полностью исключено попадание вредных веществ в окружающую среду, и не требуется остановка работы трубопровода в целом, что положительно сказывается на работе трубопровода и всего оборудования применяемого в процессе добычи нефти в целом. Соответственно значительно снижаются затраты от остановок фонда скважин и ремонта оборудования.

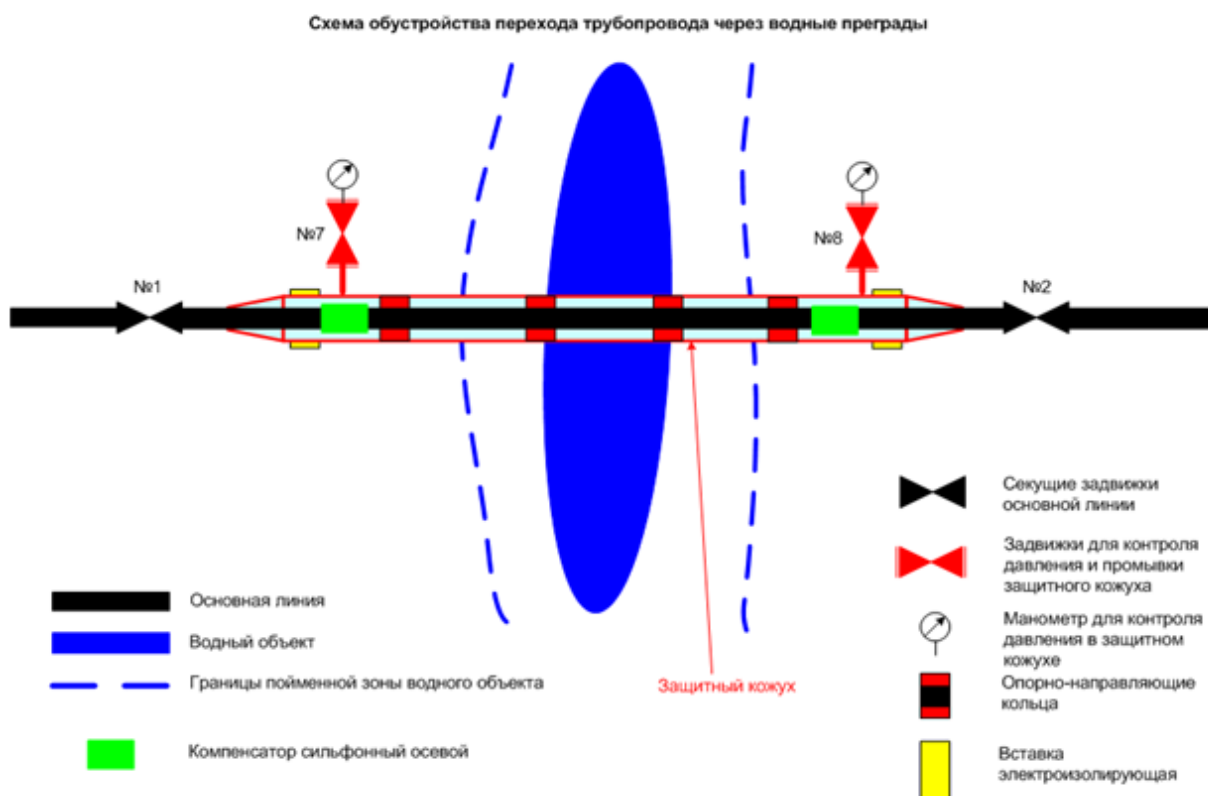


Рис.5 Схема монтажа защитного кожуха

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

### 4.1 Расчет затрат на строительство защитного кожуха

Для экономического расчета мы берем существующий трубопровод не оборудованный резервной ниткой НСК «к.20-УПСВ-8» Южно-Черемшанского месторождения  $\phi 159 \times 10$   $L=6787$ м с водным переходом через р.Осиновая. Протяженность водного перехода составляет  $L=872$ м. Объем перекачиваемой жидкости  $Q_{ж}=232$ м<sup>3</sup> /  $Q_{н}=143$ т. Река Осиновая относится к водосборному бассейну р.Васюган.

Для оборудования водного перехода защитным кожухом нам потребуются следующие материалы (Таблица 1):

Таблица 1. Материалы необходимые для монтажа защитного кожуха

п/п	Наименование	Диаметр, толщина стенки	Единица измерения	Кол- во	Стоимость 1 ед., руб.	Общая стоимость, руб.
1	Труба стальная бесшовная с заводской изоляцией	325x7,5	м	860	3 230	2 816 690
2	Переход	325x7,5 159x7,5	шт.	2	4 000	8 000
3	Труба стальная бесшовная с заводской изоляцией	114x8	м	8	1 289,5	10 316
4	Задвижка ЗКЛ	100x40	шт.	2	10 434,00	20 868
5	Манжеты термоусаживающиеся	325	шт.	95	391,85	37 225
6	Опорно-направляющие кольца "Спейсер" тип Б	159	шт.	291	4 888	1 422 518
7	Компенсатор сильфонный осевой КСУ 150-25-100	150	шт.	2	10 500	21 000
8	Вставка электроизолирующая	325	шт.	2	6 875	13 750
9	Ингибитор коррозии АЗОЛ-5010А		кг	15	75,17	1 127
<b>ИТОГО:</b>					<b>4 351 494</b>	

#### 4.1.1 Обоснование выбора материалов

Для основного кожуха мы выбираем трубу стальную в заводской изоляции ф325x7,5 ст.20а. Длину трубы принимаем равной длине водного перехода за вычетом длины электроизолирующих вставок и расстояния от окончания подземной части перехода до секущих задвижек:

$$L_{\text{трубы}} = L_{\text{пер.}} - 2 \cdot x \cdot L_{\text{вэи}} - 2 \cdot L_{\text{уз.сек.зав.}} \quad (4.1)$$

$$L_{\text{трубы}} = 872 - 2 \cdot 1 - 2 \cdot 5 = 860 \text{ м}$$

Выбор сильфонных компенсаторов:

Компенсатор сильфонный (Рис. 6) – это устройство, гибкая вставка, используемое в системах трубопроводов, служащее для компенсации изменения длины участков трубопроводов, возникшее из-за температурного расширения материала труб или вследствие монтажных работ.

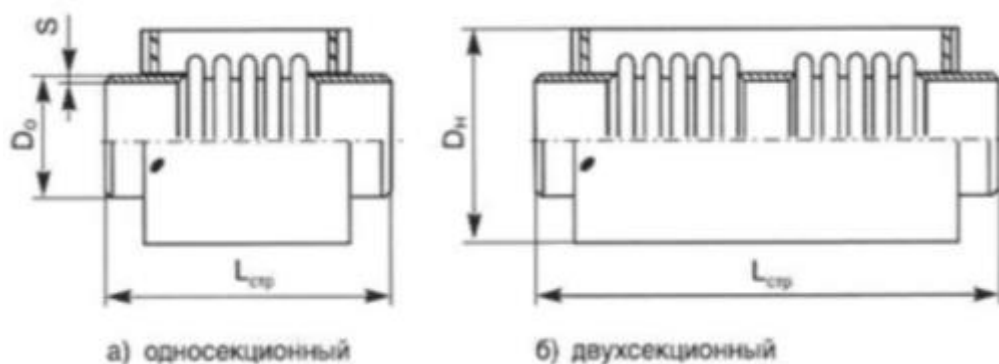


Рис.6 Компенсатор сильфонный осевой

Для перехода выбираем компенсатор марки КСУ 150-25-100 с рабочим давлением 2,5 МПа и компенсирующей способностью 100мм [22].

#### 4.1.2 Расчет количества компенсаторов

Для расчета количества компенсаторов необходимо вычислить линейное удлинение трубопровода на участке водного перехода при

различных условиях строительства и режимах эксплуатации. Все трубопроводы при изменении температуры транспортируемого продукта и окружающей среды подвержены температурным деформациям. Линейное удлинение 1м трубопровода при его нагревании на 1оС называют коэффициентом линейного удлинения.

Поскольку трубопроводы имеют большую протяженность, то суммарное их удлинение может достичь больших величин. Вследствие теплового удлинения в трубопроводе возникают значительные продольные усилия, которые оказывают давление на конечные закрепленные точки (опоры), стремясь сдвинуть их с места. Эти усилия настолько значительны, что могут разрушить опоры, вызвать продольный изгиб трубопровода или привести к нарушению фланцевых и сварных соединений.

Для защиты трубопровода от дополнительных нагрузок, возникающих при изменении температуры, его проектируют и конструктивно выполняют так, чтобы он имел возможность свободно удлиняться при нагревании и укорачиваться при охлаждении без перенапряжения материала и соединений труб.

Величина линейного расширения трубопроводов  $L$  определяется по формуле:

$$\Delta L = \alpha \cdot L \cdot \Delta t \quad (4.2)$$

где:

$L$  - длина трубопровода, м;

$\Delta t$  - расчетная разница температур (между рабочей температурой и температурой при монтаже), °С.

$\alpha$  - коэффициент линейного расширения материала трубы, мм/(м °С);

Для стали марки 20а  $\alpha = 11,5 \cdot 10^{-3}$  мм/(м °С).

Расчет произведем по максимально критическим условиям:

Строительство трубопровода осуществляется в зимний период и параметры эксплуатации близки к максимально возможным для данного участка (согласно эксплуатационного паспорта трубопровода).

Данные:

Монтаж перехода выполнялся при температуре окружающей среды - 20°C, температура перекачиваемого продукта +50°C.

Удлинение основного трубопровода ф159 составит:

$$\Delta L1 = 11,5 \cdot 10^{-3} \cdot 860 \cdot 70 = 692,3 \text{ мм}$$

Удлинение кожуха, с учетом взаимодействия кожуха с окружающей средой, составит:

$$\Delta L2 = 11,5 \cdot 10^{-3} \cdot 860 \cdot 60 = 593,4 \text{ мм}$$

Соответственно нам необходимо компенсировать линейное удлинение

$$\Delta L = \Delta L1 - \Delta L2 = 692,3 - 593,4 = 98,9 \text{ мм}$$

Принимая во внимание то, что при максимальном использовании компенсирующей способности срок службы компенсатора снижается, принимаем поправку на запас прочности 100%, для безотказной работы перехода в течении всего срока эксплуатации трубопровода.

Учитывая компенсирующую способность КСО 150-25-100 равную 100мм, мы принимаем количество компенсаторов необходимых для строительства данного перехода с запасом прочности равным 2шт.

Стоимость строительно-монтажных работ согласно сметы равна (Приложение 2): **7 265 386руб.**

Итого общая стоимость дополнительных затрат на строительство составляет **11 616 880руб.**

Сметная стоимость строительства НСК «к.20-УПСВ-8» составляет **46 050 000 руб.**

Таким образом мы видим, что стоимость трубопровода с оборудованием водного перехода защитным кожухом увеличивается менее чем на 25%. Экономическую выгоду от предлагаемого усовершенствования просчитать практически невозможно, так как трудно оценить фактический

ущерб для экологии и затраты на ликвидацию последствий аварии в случае возможного порыва трубопровода на переходе через р.Осиновая.

Учитывая, что отбор проб из р.Осиновая проводится, согласно утвержденного графика, 1 раз в 2 недели, то к моменту обнаружения порыва на трубопроводе (особенно в зимний период) область загрязнения распространится по руслу р.Васюган. В этом случае порыв на трубопроводе НСК «к.20-УПСВ-8» перейдет из разряда «некатегорийный отказ» в разряд экологической катастрофы.

#### 4.2 Расчет убытков при разгерметизации трубопровода

В соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 21.08.2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» План разрабатывается с учетом максимальных объемов разлившихся нефти, которые определены для объектов месторождений [5]:

- при порыве нефтепровода – 25 % максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем между запорными задвижками на порванном участке нефтепровода,

- при проколе нефтепровода – 2 % максимального объема прокачки в течение 14 дней.

При порыве нефтепровода – 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объема нефти между запорными задвижками на порванном участке нефтепровода, объем утечки нефти определяется по формуле:

$$V = V_{\text{порыв}} + V_3 \quad (4.3)$$

где:

$V_{\text{порыв}}$  – объем утечки нефти при «порыве» нефтепровода, м<sup>3</sup>;



$V_3$  – объем нефти между запорными задвижками на порванном участке нефтепровода, м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{порыв}} = 0,25 \cdot Q_{\text{час}} \cdot T_{\text{обнар.}}^{\text{порыв}} / \rho_{\text{неф}} \quad (4.4)$$

где:

$Q_{\text{час}}$  – производительность, т/час;

$T_{\text{обнар.}}^{\text{порыв}}$  – суммарное время, затраченное на обнаружение утечки, час (6 часов).

$\rho_{\text{неф}}$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>.

$$V_{\text{порыв}} = 0,25 \cdot Q_{\text{час}} \cdot T_{\text{обнар.}}^{\text{порыв}} / \rho_{\text{неф}} = 0,25 \times 10,96 \times 6 / 0,841 = 19,55 \text{ м}^3$$

Объем нефти между запорными задвижками нефтепровода:

$$V_3 = (\pi \cdot R^2) \cdot L \quad (4.5)$$

где:

$V_3$  – объем нефти между запорными задвижками на поврежденном участке нефтепровода, м<sup>3</sup>;

$L$  – расстояние между задвижками, м;

$R$  – радиус нефтепровода, м.

$$V_3 = (\pi \cdot R^2) \cdot L = (3,14 \times 0,0695^2) \times 872 = 13,23 \text{ м}^3$$

В итоге получим объем утечки при «порыве» нефтепровода:

$$V = V_{\text{порыв}} + V_3 = 19,55 + 13,23 = 32,8 \text{ м}^3$$

Масса нефти (m, тонн), которая может разлиться при разгерметизации нефтепровода, рассчитывается по формуле:

$$m = V \cdot \rho \quad (4.6)$$

где:

$V$  – максимальный объем нефти (м<sup>3</sup>);

$\rho$  – плотность нефти (т/м<sup>3</sup>).

$$m = V \cdot \rho = 32,8 \times 0,841 = 27,57 \text{ т}$$

Площадь загрязнения при разливе нефти на болоте.

Площадь разлива нефти в результате разгерметизации трубопровода (порыв/прокол) зависит от местности прохождения трубопровода (суходол, водные преграды, болото). Рассматриваемые участки промысловых трубопроводов проходят по суходолу, болоту, водные преграды.

Площадь первичного загрязнения и глубина проникновения водогазонефтяной эмульсии в почву, существенно зависит от структуры и свойств грунта. В общем случае для определения площади загрязнения возможно использование приближенной оценки согласно эмпирической формуле.

$$S = 53.3 \cdot (V)^{0.89} \quad (4.7)$$

где:

$S$  – площадь загрязнения, м<sup>2</sup>;

$V$  – объем вылившейся нефти, м<sup>3</sup>;

Т.к. распространение пятна разлива зависит от типа подстилающей поверхности, то необходимо учитывать степень загрязнения земель, степень загрязнения земель зависит от нефтеемкости грунта, соответственно формула примет вид:

$$S = 53.3 \cdot ((1 - K_H) \cdot V)^{0.89} \quad (4.8)$$

где:

$K_n$  – нефтеемкость грунта (принимается в зависимости от типа грунта)  
(Таблица 2).

Таблица 2. Нефтеёмкость грунтов

Грунт	Влажность, %				
	0	20	40	60	80
Гравий (диаметр частиц 2..20 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Пески (диаметр частиц 0,05..2 мм)	0,30	0,24	0,18	0,12	0,06
Супесь, суглинок (средний и тяжелый)	0,35	0,28	0,21	0,14	0,07
Суглинок легкий	0,47	0,38	0,28	0,18	0,10
Глинистый грунт	0,20	0,16	0,12	0,08	0,04
Торфяной грунт	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10

$$S = 53.3 \cdot ((1 - K_n) \cdot V)^{0.89} = 53,3 \times ((1 - 0,1) \times 32,8)^{0,89} = 1\,084 \text{ м}^2$$

Приближенная оценка площади загрязненной водной поверхности водоемов производится по формуле:

$$S = \frac{V}{0.003} \quad (4.9)$$

где:

$S$  – площадь разлива, м<sup>2</sup>;

$V$  – объем вылившейся нефти, м<sup>3</sup>.

В итоге получим максимальную площадь загрязнения:

$$S = \frac{V}{0.003} = 32,8 / 0,003 = 10\,933 \text{ м}^2 = 1,09 \text{ га}$$

Расчет ожидаемых объемов утечки нефти при «проколе» нефтепровода:

При проколе нефтепровода – 2% максимального объема прокачки в течение 14 дней.

При образовании в нефтепроводе дефекта соответствующего «проколу» расчет ожидаемого объема утечки проводится по следующей формуле:

$$V_{\text{прокол}} = 0,02 \cdot Q_{\text{сут}} \cdot T_{\text{обнар}}^{\text{прокол}} / \rho_{\text{неф}} \quad (4.10)$$

где:

$V_{\text{прокол}}$  – объем возможного разлива нефти при проколе трубопровода, м<sup>3</sup>;

$Q_{\text{сут}}$  – максимальный суточный объем прокачки, т/сутки;

$T_{\text{обнар}}^{\text{прокол}}$  – максимальное время, затраченное на обнаружение утечки, сутки (14 суток);

$\rho_{\text{неф}}$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>.

В итоге получим объем утечки при «проколе» нефтепровода:

$$V_{\text{прокол}} = 0,02 \cdot Q_{\text{сут}} \cdot T_{\text{обнар}}^{\text{прокол}} / \rho_{\text{неф}} = 0,02 \times 263 \times 14 / 0,841 = 87,56 \text{ м}^3$$

Максимальная масса нефти (m, тонн), которая может разлиться при разгерметизации нефтепровода, рассчитывается по формуле:

$$m = V \cdot \rho,$$

где

V – максимальный объем нефти (м<sup>3</sup>);

ρ – плотность нефти (т/м<sup>3</sup>).

$$m = V \cdot \rho = 87,56 \times 0,841 = 73,64 \text{ т}$$

Площадь загрязнения при разливе нефти на болоте.

$$S = 53,3 \cdot ((1 - K_H) \cdot V)^{0,89} = 53,3 \times ((1 - 0,1) \times 87,56)^{0,89} = 2 \, 598 \text{ м}^2$$

Площадь загрязнения при разливе нефти на водную преграду (река, ручей).

$$S = \frac{V}{0,003} = 87,56 / 0,003 = 29 \, 186 \text{ м}^2 = 2,9 \text{ га}$$

Исчисление размера вреда в случаях загрязнения водных объектов аварийными поступлениями органических и неорганических веществ, детергентов, пестицидов и нефтепродуктов производится в соответствии с

методикой исчисления размера вреда, причиненного водным объектам вследствие нарушения водного законодательства (утв. приказом МПР РФ от 30 марта 2007 г. N 71) по формуле:

$$У = Квг \times Кдл \times Кв \times Кин \times Ni \quad (4.11)$$

где:

У - размер вреда, млн. руб.;

Квг - коэффициент, учитывающий природно-климатические условия в зависимости от времени года (Таблица 3);

Кдл - коэффициент, учитывающий длительность негативного воздействия вредных (загрязняющих) веществ на водный объект при принятии мер по его ликвидации (Таблица 4);

Кв - коэффициент, учитывающий экологические факторы (состояние водных объектов) (Таблица 5);

Кин - коэффициент индексации, учитывающий инфляционную составляющую экономического развития;

Ni - такса для исчисления размера вреда от сброса i-го вредного (загрязняющего) вещества в водные объекты (Таблица 6).

Таблица 3. Коэффициент, учитывающий время года причинения вреда

№ п/п	Месяцы	Коэффициент
1	Декабрь, январь, февраль	1,15
2	Март, апрель, май	1,25
3	Июнь, июль, август	1,10
4	Сентябрь, октябрь, ноябрь	1,15

\* При половодьях и паводках принимается коэффициент 1,05.

Таблица 4. Коэффициент, учитывающий длительность воздействия вредных веществ

Время непринятия мер по ликвидации загрязнения, час	Коэффициент
До 6 включительно	1,1
Более 6 до 12 включительно	1,2
"- 13 до 18 "-	1,3
"- 19 до 24 "-	1,4
"- 25 до 30 "-	1,5
"- 31 до 36 "-	1,6
"- 37 до 48 "-	1,7
"- 49 до 60 "-	1,8
"- 61 до 72 "-	1,9
"- 73 до 84 "-	2,0
"- 85 до 96 "-	2,1
"- 97 до 108 "-	2,2
"- 109 до 120 "-	2,3
"- 121 до 132 "-	2,4
"- 133 до 144 "-	2,5
"- 145 до 156 "-	2,6
"- 157 до 168 "-	2,7
"- 169 до 180 "-	2,8
"- 181 до 192 "-	2,9
"- 193 до 204 "-	3,0
"- 205 до 216 "-	3,1
"- 217 до 228 "-	3,2
"- 229 до 240 "-	3,3
"- 241 до 250 "-	3,5
"- 251 до 300 "-	3,6
"- 301 до 400 "-	3,7
"- 401 до 500 "-	4,0
Более 500	5,0

\* Время непринятия мер по ликвидации загрязнения водного объекта рассчитывается как разница между временем начала ликвидации загрязнения и временем окончания сброса вредных (загрязняющих веществ).

Таблица 5. Коэффициенты, учитывающие экологические факторы

п/п	Наименование водных объектов (бассейны рек, озер и морей)	Коэффициент
1.	Нева	1,51
2.	Неман	1,21
3.	Реки бассейнов Ладожского и Онежского озер и озера Ильмень и указанные озера	2,10
4.	Прочие реки бассейна Балтийского моря	1,18
5.	Северная Двина	1,36
6.	Прочие реки бассейна Белого моря	1,16
7.	Печора	1,37
8.	Прочие реки бассейна Баренцева моря	1,22
9.	Волга	1,41
10.	Терек	1,55
11.	Урал	1,60
12.	Сулак, Самур	1,45
13.	Прочие реки Каспийского моря	1,39
14.	Дон	1,29
15.	Кубань	2,20
16.	Прочие реки Азовского моря	1,64
17.	Днепр	1,33
18.	Прочие реки Черного моря	1,95
19.	Обь	1,22
20.	Енисей	1,36
21.	Прочие реки Карского моря	1,23
22.	Лена	1,27
23.	Прочие реки моря Лаптевых	1,18
24.	Бассейн озера Байкал и озеро Байкал	2,80
25.	Реки бассейна Восточно-Сибирского моря	1,15
26.	Реки бассейнов Чукотского и Берингова морей	1,12
27.	Амур	1,27
28.	Прочие реки Охотского и Японского морей	1,32
29.	Прочие реки Тихого океана	1,20
30.	Озера	1,80
31.	Другие водные объекты **	

\* - Для водных объектов, не включенных в настоящий перечень, применяется коэффициент, учитывающий экологические факторы (состояние водных объектов), установленный для водного объекта, к которому относится конкретный водный объект.

\*\* - Коэффициент, учитывающий экологические факторы (состояние водных объектов), установленный для водного объекта, увеличивается в случаях причинения вреда относящимся к его бассейну:

водным объектам, содержащим природные лечебные ресурсы, и особо охраняемым водным объектам, родникам - в 1,5 раза;

болотам, ручьям, прудам - в 1,3 раза;

каналам магистральным и межхозяйственным - в 1,2 раза;

ледникам и снежникам - в 1,4 раза.

Таблица 6. Таксы для исчисления размера вреда от загрязнения водных объектов

Мн, т	Нн, млн.руб.	Мн, т	Нн, млн.руб.	Мн, т	Нн, млн.руб.
0,1-0,2	0,5-0,6	10-16	7-11	400-550	258-349
0,25-0,4	0,7-1,0	20-30	14-22	600-750	381-464
0,5-0,9	1,2-1,4	35-40	25-28	800-1100	500-574
1-2	1,9-2,3	50-75	34-52	1300-1800	672-840
2,5-4	2,7-3,7	90-130	62-84	2000-3000	896-1344
5-9	4,4-6,1	160-350	104-229	3500-5000	1624-2016

$$У = K_{вг} \times K_{дл} \times K_{в} \times K_{ин} \times N_i = 1,15 \times 1,1 \times 1,22 \times 1,3 \times 20 = 40\ 125\ 800 \text{ руб.}$$

#### 4.3 Расчет затрат на ликвидацию аварии и ее последствий

Таблица 7. Расчет возможных затрат на ликвидацию аварии и ее последствий при порыве:

Должность	Разряд	Кол-во часов	Стоимость 1 час.	Зарплата руб.	Отчисл. соц. страх	Сумма руб.
мастер	9	3300	242,69	800 877	134 867,69	935 744,69
слесарь	4	1970	155,74	306 807,8	51 579,01	358 386,81
слесарь	5	1970	183,70	361 889	60 838,99	422 727,99
<b>ИТОГО</b>						<b>1 716 859,49</b>



Таблица 8.Транспортные расходы:

Транспорт	Количество часов	Стоимость 1 час.	Сумма руб.
УАЗ-39099	700	292,67	204 869
УРАЛ-4320-1912 (АКН-10)	470	666,57	313 287,9
ДТ-30П	240	2 169,28	520 627,2
ТАТРА-815 ЕВРО	220	368,40	81 048
УРАЛ-5557 (АНРВ-14 с Г/М)	110	614,04	67 544,4
Нефтеборщик "LAMOR"	640	203,25	130 080
Моторная лодка (мотор "Yamaha HWCS")	22	55,90	1 229,8
Мотопомпа "Robin" РТD405	160	64,64	10 342,4
Бензопила "STIHL" MS180	55	16,45	904,75
<b>ИТОГО</b>			<b>1 329 933,45</b>

Таблица 9. Затраты на рекультивацию:

м2	Стоимость рекультивации руб./м2	Сумма руб.	м3	Стоимость откачки руб./м3	Сумма руб.	Итого
15033	56,61	851 018,13	45,1	1 620,72	73 094,47	<b>924 112,6</b>

В итоге мы получим возможные затраты на ликвидацию аварии и ее последствий в сумме: **3 970 906 рублей**

Таблица 10.Расчет возможных затрат на ликвидацию аварии и ее последствий при проколе:

Должность	Разряд	Количество часов	Стоимость 1 час.	Зарплата руб.	Отчисл. соц. страх	Сумма руб.
мастер	9	9900	242,69	2 402 631,0	404 603,06	2 807 234,06
слесарь	4	5900	155,74	918 866,0	154 737,03	1 073 603,03
слесарь	5	5900	183,70	1 083 830,0	182 516,97	1 266 346,97
<b>ИТОГО</b>						<b>5 147 184,06</b>

Таблица 11. Транспортные расходы:

Транспорт	Количество часов	Стоимость 1 час.	Сумма руб.
УАЗ-39099	2100	292,67	614 607,00
УРАЛ-4320-1912 (АКН-10)	1400	666,57	933 198,00
ДТ-30П	720	2 169,28	1 561 881,60
ТАТРА-815 ЕВРО	660	368,40	243 144,00
УРАЛ-5557 (АНРВ-14 с Г/М)	330	614,04	202 633,20
Нефтеборщик "LAMOR"	1900	203,25	386 175,00
Моторная лодка (мотор "Yamaha HWCS")	22	55,90	1 229,80
Мотопомпа "Robin" РТD405	480	64,64	31 027,20
Бензопила "STIHL" MS180	160	16,45	2 632,00
<b>ИТОГО</b>			<b>3 976 527,8</b>

Таблица 12. Затраты на рекультивацию:

м2	Стоимость рекультивации руб/м2	Сумма руб.	м3	Стоимость откачки руб/м3	Сумма руб.	Итого
49440	56,61	2 798 962,26	148,32	1 620,72	240 385,37	<b>3 039 347,63</b>

В итоге мы получим возможные затраты на ликвидацию аварии и ее последствий в сумме: **12 975 434 рублей**

Штрафы за несоблюдение экологических требований при планировании, технико-экономическом обосновании проектов, проектировании, размещении, строительстве, реконструкции, вводе в эксплуатацию, эксплуатации предприятий, сооружений или иных объектов от разлива нефтепродуктов или высокоминерализованной воды образовавшихся в результате порыва трубопровода предусмотренные в Главе 8 Кодекса Российской Федерации «Об административных правонарушениях» составляют: **40 000 ÷ 100 000 рублей**

Существует так же статья «Нарушение требований к охране водных объектов, которое может повлечь их загрязнение, засорение и (или) истощение» за которую предусмотрены более низкие штрафы (от 30 000 до

40 000 рублей), но в данном случае предусмотрена остановка деятельности объекта на срок до 90 суток, что повлечет за собой еще большие убытки для Компании.

Так же необходимо взять в расчет затраты Компании на замену дефектного участка трубопровода.

Минимальная длина заменяемого участка составит 40м (ширина русла р.Осиновая при минимальном уровне воды – 20м).

№ п/п	Наименование	Диаметр, толщина стенки	Единица измерения	Кол-во	Общая стоимость, руб.
1	Труба стальная бесшовная с заводской изоляцией	159х10	м	40	113 760
2	Строительно-монтажные работы		м	40	27 665
<b>ИТОГО:</b>					<b>141 425</b>

Максимальная длина заменяемого участка составит 330м (ширина пойменной зоны р.Осиновая в паводковый период – 300м).

№ п/п	Наименование	Диаметр, толщина стенки	Единица измерения	Кол-во	Общая стоимость, руб.
1	Труба стальная бесшовная с заводской изоляцией	159х10	м	330	938 520
2	Строительно-монтажные работы		м	330	228 030
<b>ИТОГО:</b>					<b>1 116 550</b>

В итоге мы получим затраты Компании на замену дефектного участка трубопровода: от 141 425 до 1 116 550 рублей (**средняя стоимость 700 000 рублей**)

Принимая в расчет суточный дебит к.20 и время остановки, необходимое для замены дефектного участка вычислим потери в добыче нефти.

Дебит к.20 -  $Q_{ж}=232\text{м}^3 / Q_{н}=143\text{т}$ , время остановки – 6 часов.

Потери в добыче составят – 35,75т.

При средней цене на нефть 65 долларов за баррель (0,1360 т) и курсе доллара 52 руб. потери Компании от остановки нефтяных скважин составят **888 493 руб.**

В результате проведенных расчетов мы получим соотношение затрат на обустройство водного перехода трубопровода защитным кожухом к возможным затратам на ликвидацию отказа и его последствий и выплату штрафов за экологический ущерб:

Затраты на модернизацию трубопровода: **11 616 880 рублей**

Затраты на ЛПА, замену дефектного участка и экологические штрафы примерно составят: **54 689 727 рублей.**

## 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данный раздел выпускной квалификационной работы предназначен для анализа конкурентоспособности, ресурсоэффективности и расчета бюджета проводимой разработки. Настоящая работа проводится в испытательной лаборатории (ООО «АСТРОН») и предполагает исследование эффективности способа решения поставленной инженерной задачи, а именно –разработки эффективного метода обустройства на пересечениях с водными преградами. Оценка перспективности, планирование и формирование бюджета научного исследования позволяют анализировать его экономическую эффективность.

### 5.1 Потребители результатов исследования

Продукт (результат НИР) – Разработка нового, более эффективного метода обустройства участков трубопроводов на пересечениях с водными преградами для предотвращения аварийных разливов нефти и нефтепродуктов на примере системы нефтесбора ОАО «Томскнефть» ВНК с экономическим обоснованием.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. Для данного проекта целевым рынком являются нефтегазодобывающие предприятия.

Таблица 13 – Карта сегментирования

		Сфера использования		
		Нефтедобывающие предприятия	Нефтеперерабатывающая промышленность	Автозаправочные станции
Размер организации	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

## 5.2 Анализ конкурентных технических решений

На российском рынке в качестве производителей систем автоматического регулирования температуры выделяются компании ООО «Томскбурнефтегаз», «СИАМ».

Компания «СИАМ» специализируется на разработке, производстве и поставке всего спектра оборудования для исследования скважин. Так же занимается предоставлением инжиниринговых услуг по анализу, оптимизации и проектированию разработки месторождений. Помимо вышесказанного компания занимается оказанием сервисных услуг по проведению исследований скважин и интерпретации исследовательских данных, разработкой и поставкой программного обеспечения.

ООО «Томскбурнефтегаз» - нефтесервисная компания, основным видом деятельности которой является строительство эксплуатационных и разведочных скважин на нефть и газ «под ключ», а также предоставление услуг по различным направлениям.

Сравнительная таблица конкурирующих технических решений приведена в табл. 6.2.1.

Таблица 14 – Сравнение конкурирующих технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
Удобство в эксплуатации	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
Долговечность	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2

Продолжение таблицы 6.2.1 – Сравнение конкурирующих технических решений

Надежность	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
------------	-----	---	---	---	-----	-----	-----

Безопасность	0,2	4	4	4	0,8	0,8	0,8
Точность измерений	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Быстродействие	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
Цена	0,2	5	3	4	1	0,6	0,8
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	4	5	0,4	0,4	0,5
Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	5	0,25	0,25	0,25
Доступность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>48</b>	<b>43</b>	<b>42</b>	<b>4,6</b>	<b>4,15</b>	<b>4,35</b>

По результатам расчётов табл. 6.2.1 можно заключить, что разрабатываемая система конкурентоспособна на рынке. Разработка проигрывает аналогичным системам в удобстве: компании «СИАМ», в компании более современное и усовершенствованное оборудование.

### 5.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 15 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны проекта:</b></p> <p>С1. Экологическая целесообразность технологии</p> <p>С2. Более эффективен по сравнению с другими технологиями</p> <p>С3. Наличие бюджетного финансирования</p> <p>С4.</p>	<p><b>Слабые стороны проекта:</b></p> <p>Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки</p> <p>Сл2. Нет некоторых данных для достоверности методики</p>
--	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	Квалифицированный персонал	
<b>Возможности:</b> В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ В2. Появление спроса на реализованный проект	1. Разработка нового, более эффективного метода обустройства участков трубопроводов на пересечениях с водными объектами 2. Продолжение научных исследований с целью внедрения и усовершенствования технологии	1. Разработка научного исследования 2. Приобретение необходимого программного продукта
<b>Угрозы:</b> У1. Введение дополнительных технических требований заказчика к модели У2. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции	1. Продвижение новой технологии с целью появления спроса 2. Сертификация продукции	1. Разработка научного исследования 2. Приобретение необходимого программного продукта 3. Продвижение новой технологии с целью появления спроса 4. Сертификация продукции

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития как настоящей системы автоматического регулирования, так и в целом подхода к созданию подобных систем.

1. Для противодействия угрозе У1 в систему следует продвигать необходимую новую технологию для появления спроса на рынке.

2. Необходима обязательная сертификация продукции, которая повышает конкурентоспособность товара на внутреннем и международном рынке, Наличие сертификата качества повышает привлекательность товара



среди покупателей; продукция, имеющая сертификат, может продаваться по более высокой цене, т.к. импортеры с большей лояльностью относятся к продукции подтвержденного качества.

## 5.4 Планирование научно-исследовательской работы

### 5.4.1 Структура работ

На данном этапе работы необходимо решить следующие вопросы: кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте. Информация об организационной структуре представлена в таблице 13.

Таблица 16 – Рабочая группа проекта

№ п/п	Должность	Роль в проекте (функции)	Трудозатраты, дни
1	Руководитель проекта	Координирует деятельность участников проекта	70
2	Инженер	Выполняет отдельные работы по проекту	100
ИТОГО:			170

### 5.4.1 План проекта

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 14.

Таблица 17 – Календарный план проекта

Этапы работы	Загрузка исполнителей
1. Постановка целей и задач исследования	НР – 80%

		И – 20%
2.	Обзор литературы	И – 100%
3.	Экспериментальная часть	НР – 30% И – 70%
4.	Результаты обсуждения	НР – 20% И – 80%
5.	Оформление расчётно- пояснительной записки	И – 100%
6.	Подведение итогов	И – 100%

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 15).

Таблица 18 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> р. дн. 3	Продолжительность выполнения работ												
			февраль			март			апрель			май			
			11	22	33	11	22	33	11	22	33	11	22	23	
Введение	Инженер Руководитель	15	■	■											
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Инженер Руководитель	210		■	■										
Литературный обзор	Инженер	215				■	■								
Экспериментальная часть	Инженер Руководитель	335					■	■	■	■					
Результаты и обсуждения	Инженер	320								■	■	■			
Оформление пояснительной записки	Инженер	115											■	■	

### 5.5 Бюджет научно-технического исследования

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- материальные затраты;
- амортизационные отчисления;
- заработная плата исполнителей;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

### 5.5.1 Расчёт материальных затрат

В этом подразделе оценивается стоимость всех материальных ценностей, непосредственно расходуемых в процессе выполнения работ.

Теоретические исследования, а также моделирование системы требуют ряд программных продуктов: MicrosoftOffice, Mathcad, MATLAB, CODESYSи др. Большинство из них предоставляются бесплатно для студентов ТПУ, другие находятся в свободном доступе в сети «Интернет». Таким образом, затраты на материалы включают в себя расходы на канцелярские принадлежности. Для исследований используется персональный компьютер с бесплатным доступом к лицензии ALPHA. Расчёт материальных затрат приведён в табл. 6.5.1.1.

Таблица 19 – Материальные затраты

Наименование	Цена за ед., руб.	Кол-во, шт.	Сумма, руб.
Офисная бумага, упак. 500 листов	310	1	310
Тетрадь общая, 48 л.	50	1	50
Шариковая ручка	30	3	90
<b>Итого</b>			<b>450</b>
<b>Итого с учётом ТЗР (10%)</b>			<b>495</b>

### 5.5.2 Расчёт амортизационных отчислений

Написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 5 месяцев. Для моделирования и проведения расчётов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 40000 рублей. Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет.

Норма амортизации  $H_A$  рассчитывается как [20]:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\%, \quad (6.5.2.1)$$

где  $T$  – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации  $H_A$ :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\% . \quad (6.5.2.2)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{год} = 40000 \cdot 0,33 = 13200 \text{ руб.} \quad (6.5.2.3)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_{мес} = \frac{13200}{12} = 1100 \text{ руб.} \quad (6.5.2.4)$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1100 \cdot 5 = 5500 \text{ руб.} \quad (6.5.2.5)$$

Таблица 20 – Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты

№п/п	Наименование затрат	Единица измерений	Расход	Цена за единицу с учетом НДС, руб	Сумма, руб
1	Компенсатор сильфонный осевой КСУ 150-25-100	шт	1	10500	10500
2	Опорно-направляющие кольца "Спейсер" тип Б	шт	1	4000	4000
3	Ингибитор коррозии	мл	1000	350	350
Всего за материалы:					14850

Таблица 21 – Расчет затрат по статье «Спецоборудование для научных работ»

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Ноутбук Samsung	1	32000	2133 (амортизация 4 месяцев)
Пакет программного обеспечения среды ALPNA для расчёта температурного удлинения металлических изделий	1	15000	15000
Толщиномер ультразвуковой	1	26500	440 (амортизация 1 месяц)
<b>ИТОГО:</b>			<b>17573</b>

Все необходимое оборудование было предоставлено на практике, поэтому стоимость оборудования, используемого при выполнении магистерской диссертации, должна учитываться в виде амортизационных отчислений. При расчете был использован линейный способ начисления амортизационных отчислений.

### **5.5.3 Расчёт заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды**

Оклад научного руководителя (в должности доцента) составляет 33 664 рублей, оклад консультанта (в должности ассистента) – 12 664 рублей. Оклад студента (инженера) принимается равным окладу соответствующего специалиста низшей квалификации, т.е. ассистента и составляет 12 664

рублей. В 2020 году с учётом 48-дневного отпуска 252 рабочих дня. Среднее количество рабочих дней в месяце составит 21 день. Среднедневная заработная плата для руководителя составит 1603,05 рублей в день, для консультанта и инженера – 603,05 рублей в день.

Зарботная плата включает в себя основную и дополнительную части.

При этом основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{осн} = ЗП_{дн} \cdot T_{РД} \cdot (1 + K_{пр} + K_{\partial}) \cdot K_p, \quad (6.5.3.1)$$

где  $ЗП_{дн}$  – среднедневная заработная плата, руб.;

$T_{РД}$  – трудоёмкость выполнения работы в рабочих днях;

$K_{пр}$  – коэффициент премирования;

$K_{\partial}$  – коэффициент доплат;

$K_p$  – районный коэффициент.

Результаты расчёта основной заработной платы по формуле 6.5.3.1 приведены в табл. 6.5.3.1.

Таблица 22 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$ЗП_{дн}$	$K_p$	$K_{\partial}$	$K_{пр}$	$T_{РД}$	$ЗП_{осн}$ , руб
Руководитель	1603,05	0,1	0,2	1,3	9,72	26332,98
Инженер	603,05	0	0,2	1,3	79,32	74620,92
<b>Итого</b>						<b>100953,9</b>

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{дон} = ЗП_{осн} \cdot 0,12, \quad (6.5.3.2)$$

где  $ЗП_{осн}$  – основная заработная плата, руб.

Отчисления во внебюджетные фонды в соответствии с Налоговым кодексом РФ рассчитываются по формуле:

$$ЗП_{внеб} = (ЗП_{осн} + ЗП_{дон}) \cdot 0,3, \quad (6.5.3.3)$$

где  $ZП_{осн}$  – основная заработная плата, руб;

$ZП_{доп}$  – дополнительная заработная плата, руб.

Результаты расчётов по формулам 6.5.3.2 и 6.5.3.3 приведены в табл. 6.5.3.2.

Таблица 6.5.3.2 – Расчёт дополнительной заработной платы и отчислений

Исполнители	$ZП_{доп}$	$ZП_{внеб}$
Руководитель	3159,96	8847,88
Инженер	8954,51	25072,63
<b>Итого</b>	<b>12114,47</b>	<b>33920,51</b>

Накладные расходы принимаются в размере 10% от величины всех остальных расходов.

#### 5.5.4 Расчёт общей себестоимости

Расчитанные в пунктах 6.5.1-6.5.3 расходы сведены в таблицу 6.5.4.1.

Таблица 6.5.4.1 – Суммарные расходы

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	495	0,2
Затраты на амортизацию	5500	2,9
Основная заработная плата	100953,9	54,9
Дополнительная заработная плата	12114,47	6,5
Страховые взносы	33920,51	18,4
Накладные расходы	15298,39	8,3
<b>Итого</b>	<b>183580,66</b>	<b>100</b>

В ходе подсчёта затрат на разработку проекта выявлено, что основная часть (61,4%) средств расходуется на заработную плату исполнителей.



## 5.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Эффективность научного ресурсосберегающего проекта включает в себя социальную эффективность, экономическую и бюджетную эффективность. Показатели общественной эффективности учитывают социально-экономические последствия осуществления инвестиционного проекта как для общества в целом, в том числе непосредственные результаты и затраты проекта, так и затраты и результаты в смежных секторах экономики, экологические, социальные и иные внеэкономические эффекты [25].

Чтобы определить эффективность исследования, необходимо рассчитать интегральный показатель эффективности научного исследования. Для этого определяют две средневзвешенные величины: финансовую эффективность и ресурсоэффективность.

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.

Рассмотрим на примере аналога защитного кожуха с закачкой азота в межтрубное пространство.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} \quad (6.5)$$

где  $I_{\phi}^p$  - интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналогов).

Таблица 24 – Группировка затрат по статьям аналогов разработки.

	Разработка	Аналог
Сырье, материалы, комплектующие изделия и покупные полуфабрикаты	14850	34820
Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	17573	25328
Стоимость электроэнергии	145,14	145,14
Основная заработная плата	490039,25	490039,25
Отчисления на социальные нужды	149461,97	149461,97
<b>Итого плановая себестоимость</b>	<b>686069,36</b>	<b>713794,36</b>

Найдем значения интегрального финансового показателя для всех вариантов исполнения научного исследования:

$$\text{Для нашей разработки: } I_{\phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{686069,36}{713794,36} = 0,96$$

$$\text{Для аналога: } I_{\phi}^a = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{713794,36}{713794,36} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки, то есть наша разработка обладает наименьшей стоимостью по сравнению с аналогами.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяют следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p \quad (6.6)$$

где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;  
 $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го параметра;  $b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  – число параметров сравнения.

Результат расчетов представлены таблице 27:

Таблица 25 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,35	5	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	4
3. Помехоустойчивость	0,15	5	5
4. Энергосбережение	0,2	4	4
5. Надежность	0,07	5	5
6. Материалоемкость	0,08	4	4
ИТОГО	1	4,5	4,5

Интегральный показатель эффективности разработки ( $I_{финр}^p$ ) и аналога ( $I_{финр}^a$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p}, \quad I_{финр}^a = \frac{I_m^a}{I_\phi^a}, \quad (6.7)$$

Для нашей разработки:  $I_{финр}^p = \frac{4,5}{0,96} = 4,6875$

Для первого аналога:  $I_{финр}^{a1} = \frac{4,5}{1} = 4,5$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^a}, \quad (6.8)$$

где  $\mathcal{E}_{cp}$  – сравнительная эффективность проекта;  $I_{финр}^p$  – интегральный показатель разработки;  $I_{финр}^a$  – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 26 – Сравнительная эффективность разработки с первым аналогом.

№ п/п	Показатели	Аналог	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0,96
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,5	4,5
3	Интегральный показатель эффективности	4,5	5,46
4	Сравнительная	0,96	1,04

	эффективность исполнения	вариантов		
--	-----------------------------	-----------	--	--

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволило определить, что существующий вариант решения поставленной в магистерской диссертации технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности является наиболее приемлемым.

### **ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

В данном разделе оценены экономические аспекты исследуемого подхода к построению системы автоматического регулирования температуры:

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка может быть применена на крупных предприятиях пищевой, нефтедобывающей промышленности (см. подраздел 6.1).

2. Проведён анализ конкурентных технических решений. Выявлено два конкурента: ООО «Томскбурнефтегаз», «СИАМ». Разрабатываемая система на текущем этапе уступает конкурентам по удобству использования (см. подраздел 6.2), однако выигрывает за счёт применения программного пакета MATLAB, позволяя применять математическое моделирование и сложные алгоритмы управления в совокупности со сравнительно дешёвым ПЛК.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: рост спроса на адаптивные и интеллектуальные системы; повышенные требования к безопасности; оптимизация затрат на предприятии. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в подразделе 6.3.

4. Подсчёт затрат на разработку позволяет заключить, что основной статьёй расходов в научно-исследовательской работе является заработная

плата исполнителей: основная – 100953,9 руб. (54,9%), дополнительная – 12114,47 руб. (6,5%). На втором месте страховые взносы – 33920,51 руб. (18,4%). Затем идут накладные расходы – 15298,39 руб. (8,3%). Меньше всего средств уходит на амортизацию оборудования – 5500 руб. (2,9%) и на материальные затраты – 495 руб. (0,2 %). Общий бюджет разработки составил 183580,66 руб. При этом запланированная продолжительность работы составляет 110 дней.

5. В подразделе 6.6 оценена экономическая эффективность разработки. Разрабатываемая система уступает аналогу №1 по ресурсоэффективности в виду меньшего удобства эксплуатации на данном этапе, однако по сравнительному показателю эффективности разработка превосходит аналогичные системы за счёт меньшей стоимости.

## 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Производство строительного-монтажных работ на нефтепроводах (НСК и ННП) всегда связано с рядом опасных факторов, которые угрожают безопасному проведению работ, а также экологической безопасности окружающей среды.

При производстве строительного-монтажных работ работает система, которая состоит из трех составляющих – «человек-машина-среда» (далее Ч-М-С).

Элемент системы «человек» – это лица не моложе 18 лет, имеющие специальное профессионально-техническое образование, прошедшие медицинское освидетельствование и производственное обучение, а также инструктажи и проверку (аттестацию) знаний правил охраны труда и промышленной безопасности. Эти лица должны иметь навыки оказания доврачебной медицинской помощи. А так же ознакомлены с внутренним распорядком, характерными опасностями и их признакам, правилам предотвращения их возможных проявлений.

При производстве строительного-монтажных работ нефтепроводов на переходах через водные преграды в систему «человек» будут входить три вида работников, обладающие разной квалификацией.

Инженер. Непосредственный руководитель производства работ после выдачи ему наряда-допуска руководителем организации. Он обязан перед началом работ ознакомить работников с мероприятиями по безопасности производства работ и оформить инструктаж с записью в наряде-допуске. Осуществляет контроль производства работ на всех этапах ее проведения.

Мастер. Ответственный за выполнение таких видов работ как газоопасные работы, выполнение любых работ в замкнутых и труднодоступных пространствах, осуществление строительного-монтажных работ.

Рабочие. Своевременно проходят инструктажи, проводят работы в соответствии с инструкциями по ОТ, нормативными эксплуатационными документами. Виды наиболее опасных типов работ выполняемых бригадой рабочих под контролем ИТР: разработка траншеи до нижней образующей трубопровода, подъем и протаскивание трубопровода, сварочные работы, погрузо-разгрузочные работы, противокоррозионная изоляция, огневые, сварочные работы, укладка трубопровода с подбивкой грунта под ним, присыпка трубопровода и окончательная засыпка траншеи.

Элемент системы «машина» – «М». В производстве любых строительно-монтажных работ на объектах трубопроводного транспорта не обходится без применения машин. Потребность в их использовании определяется на основании физических объемов работ, производительности машин и механизмов, а так же их технических характеристик.

Предметы труда, на которые направлены эти воздействия: трубы, электроды, запорная арматура, изоляционные материалы, стропы.

Элемент системы «среда» – «С». Место проведения работ Томская область и ХМАО. Участок промыслового нефтепровода к.20-УПСВ-8 (нефтесборный коллектор) IV категории, d159x10, давление рабочее 2,5МПА согласно РД 39-132-94 [1]. Работы производятся в зимний период.

При производстве строительно-монтажных работ оказываются вредные воздействия на атмосферный воздух, выбросы загрязнений в почву.

## **6.1 Профессиональная социальная безопасность**

Анализ опасных и вредных факторов предполагает выделение тех, которые непосредственно присутствуют при проведении строительно-монтажных работ нефтепровода. Для структуризации опасных и вредных факторов составим таблицу, при помощи которой появится целостное представление об выделенных факторах на рабочем месте.



Основные элементы формирующие опасные и вредные производственные факторы приведены в Таблице 7.

Таблица 27 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении строительно-монтажных работ на промысловом нефтепроводе

Наименование видов работ	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Земляные работы Сварочные работы Грузоподъемные операции Установка защитного кожуха методом «труба в трубе»	1.Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума и вибрации; 3.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4.Тяжесть и напряженность физического труда.	1.Электрический ток; 2.Взрывопожароопасность 3.Электрическая дуга и металлические искры при сварке 4.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.0.003-74 ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.1.004-91 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.010-76 ГОСТ 12.1.011-78 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.1.019-79 РД 39-132-94 СП 34-116-97

### 6.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

#### *Превышение уровней шума и вибрации*

При строительстве нефтепроводов используются машины и оборудование: экскаваторы, бульдозеры, шлейфмашинки, трубоукладчики и т.д. Их сопровождается огромным количеством звуков, которые, при долгосрочном воздействии на человека, могут принести вред слуху и дискомфорт. Следствием продолжительного воздействия шума на человека являются развитие такие заболевания как шумовая болезнь, снижение

слуховой чувствительности, изменение функций пищеварения, сердечно-сосудистая недостаточность. При повышенном уровне вибрации у человека наблюдается повышение утомляемости, увеличение времени зрительной реакции, нарушение опорно-двигательного аппарата.

Допустимый уровень звука при работе на производстве зависят от тяжести труда. Максимальный уровень шума при работе с инструментом в быту не должен превышать 80 дБА согласно ГОСТ 12.1.003-83 [10].

Для снижения воздействия шума на человека работники оснащаются специальными средствами защиты – наушниками или вкладышами. Все инструменты, которыми производятся работы, проходят тестирование на уровень шума, и допускаются к работе с виброзащитой или глушителем.

#### *Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу*

Источниками утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу могут являться нефть, небольшое содержание газа, растворитель, герметик и композитный состав.

Растворитель и нефть содержат углеводороды, пары которых очень опасны для здоровья, следует избегать соприкосновения с кожей. Смола, входящая в композитный состав и герметик, а также пары растворителя и нефти токсичны и вызывают раздражение слизистых оболочек, а также кожи лица и рук, кашель, головокружение, а в некоторых случаях аллергическую реакцию и образование ожогов на коже.

Предельно – допустимая концентрация паров нефти и газов в рабочей зоне не должна превышать по санитарным нормам  $300 \text{ мг/м}^3$ , при проведении газоопасных работ, при условии защиты органов дыхания, не должно превышать предельно – допустимую взрывобезопасную концентрацию (ПДБК), для паров нефти  $2100 \text{ мг/ м}^3$ . Для измерения концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны чаще всего используют газоанализатор «КОЛИОН-1».

При работе с композитным составом, герметиком, растворителем и нефтью необходимо пользоваться индивидуальными средствами защиты:

специальный костюм по ТУ 17 – 08 – 114 – 80; резиновые перчатки по ГОСТ 20010 – 74; сапогами по ГОСТ 12.4.137 – 84; респиратор РПГ – 67А по ГОСТ 12.4.004.

Согласно ГОСТ 12.1.005, нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека всего перечисленного более подробно представлено в таблице 8.

Таблица 28 – Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти

Газ	Содержание		Длительность и характер воздействия
	объем, %	мг/л	
Оксид углерода	0,1	12,5	Через 1 час – головная боль, тошнота, недомогание
	0,5	6,25	Через 20-30 мин – смертельное отравление
	1	12,5	Через 1-2 мин – сильное смертельное отравление
Оксиды азота	0,006	0,29	Кратковременное воздействие – раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительное воздействие – опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление
Сероводород	0,01-0,015	0,15-0,23	Через 1 мин – сильное или смертельное отравление
	0,02	0,031	Через 5-8 мин – сильное раздражение глаз, носа, горла
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

#### *Тяжесть и напряженность физического труда.*

В связи с большой протяженностью и удаленностью нефтепровода от населенных пунктов, работникам длительное время приходится проводить в командировках, что сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

У людей, занятых тяжелым и напряженным физическим трудом, должен быть 8-ми часовой рабочий день с обеденным перерывом (13<sup>00</sup> – 14<sup>00</sup>) и периодическими кратковременными перерывами, комфортные

условия проживания, а также должна быть увеличена заработная плата и продолжительность отпуска.

При соблюдении этих правил, риск возникновения недомоганий из-за тяжести труда минимален.

### **6.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

Опасные производственные факторы – это факторы, которые могут привести к различным травмам работника.

#### *Движущиеся машины и механизмы*

В полевых условиях при строительстве трубопровода возможность получения механических травм очень высока. Повреждения могут быть разной тяжести вплоть до летального исхода, так как работа ведется с объектами большого веса. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности.

Мероприятия по обеспечению охраны труда, техники безопасности при проведении подготовительных и основных работ.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, осуществляемые при подготовке объекта к проведению работ, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно – гигиенических норм.

До начала работ:

1. оформить наряды – допуска на проведение газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности. Земляные работы, перевозка и транспортировка техники в охранной зоне, сварочно-монтажные работы.
2. провести внеочередной инструктаж всем членам бригады по безопасным методам и приёмам ведения газоопасных, огневых работ и работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво- и

пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в Журнале инструктажей на рабочем месте и наряде-допуске. Ознакомить всех руководителей, специалистов, механизаторов и бригадиров с данным Планом производства работ до начала работ, выборочно опросить персонал по усвоению требований безопасности отраженных в разделе;

3. до начала работ установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;

4. после доставки и расстановки всё электрооборудование, жилые вагоны, электрические аппараты следует заземлить;

5. проверить взрывозащиту и изоляцию применяемого оборудования.

На весь период работ:

1. в зоне производства работ организовать места для приема пищи, отдыха и санитарно – гигиенические зоны. Жилой городок расположить на расстоянии не менее 100 м от места производства работ;

2. при сильном притоке грунтовых вод стенки котлована должны крепиться металлическими или деревянными шпунтами, а при их отсутствии – деревянными сваями;

3. всю гусеничную технику, используемую при производстве работ, оборудовать устройствами, предохраняющими от бокового скольжения;

4. проверить наличие спецодежды, спец обуви и СИЗ у исполнителей по видам работ (костюм х/б, костюм сварщика, противогаз шланговый, страховочный пояс, страховочная веревка, защитная каска и т.д.)

#### *Поражение электрическим током*

Опасность поражения электрическим током существует при сварочных работах.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82.

Таблица 29. Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки

Род тока	$U$ , В	$I$ , мА
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Таблица 30. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50 Гц

Продолжительность воздействия $t$ , с	Нормируемая величина		Продолжительность воздействия $t$ , с	Нормируемая величина	
	$U$ , В	$I$ , мА		$U$ , В	$I$ , мА
От 0,01 до 0,08	220	220	0,6	40	40
0,1	200	200	0,7	35	35
0,2	100	100	0,8	30	30
0,3	70	70	0,9	27	27
0,4	55	55	1,0	25	25
0,5	50	50	Св. 1,0	12	2

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях :

- при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Защита от электрического тока делится на два типа:

1. коллективная,
2. индивидуальная.

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека:

- поражение электрическим током;
- пребывание в шоковом состоянии;
- ожоги;
- нервное и эмоциональное расстройство;
- смертельный исход.

Мероприятия по созданию безопасных условий :

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

*Электрическая дуга и металлические искры при сварке*

Для ручной электродуговой сварки существует несколько опасных факторов воздействий на сварщика: поражение электрическим током при прикосновении человека к токовыводящим частям электрической цепи; поражение лучами электрической дуги глаз и открытой поверхности кожи; ожоги от капель брызг металла и шлака при сварке; взрыва в результате проведения сварки вблизи легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ; травмы различного рода механического характера при подготовке трубопровода к сварке и в процессе сварки.

Техника безопасности при проведении сварочных работ ручной электродуговой сваркой.

Для предотвращения попадания брызг расплавленного металла и излучения сварочной дуги, сварщик должен носить положенную спецодежду и спецобувь, а глаза и лицо закрывать специальной маской или щитком со светофильтром. Электросварщику следует работать на резиновом коврике, пользоваться диэлектрическими перчатками. Рабочие места должны быть снабжены индивидуальными аптечками и индивидуальными средствами

пожаротушения. Для тушения электрооборудования должны быть применены углекислотные огнетушители.

#### *Защита органов зрения и дыхания*

Защита органов зрения осуществляется с помощью различных предохранительных очков.

Защита органов дыхания обеспечивается применением различного рода респираторов и противогазов.

Респираторы служат для защиты легких человека от воздействия взвешенной в воздухе пыли, противогазы - для защиты от газов и вредных паров.

В зависимости от содержания кислорода в воздухе применяются следующие противогазы:

- Фильтрующие - при содержании кислорода в воздухе свыше 19 %. Обслуживающий персонал установки обеспечивается противогазами с марками коробок БКФ, возможно применение коробок марки «А».
- Шланговые - применяются при содержании кислорода в воздухе менее 20 % при наличии в воздухе больших концентраций вредных газов (свыше 0,5 % об.). Применение шланговых противогазов обязательно при проведении работ внутри аппаратов, резервуаров и другой аналогичной закрытой аппаратуры.

### **6.1.3 Пожарная и взрывная безопасность**

Огневые работы на НСК и ННП должны проводиться по проекту производства работ согласно мероприятиям по безопасному производству огневых работ и по наряду – допуску.

В наряде – допуске должен быть предусмотрен весь объем работ в течение указанного в нем срока.

В мероприятиях по безопасному производству огневых работ и в наряде - допуске должны быть отражены основные меры безопасности,



состав бригады, а также должны быть их подписи о прохождении инструктажа по пожарной безопасности, и подписи сменного персонала ЦТОРТиЛПА (оператора пульта, трубопроводчика линейного, слесаря-ремонтника) об ознакомлении с мероприятиями, указанными в наряде - допуске.

В наряде – допуске руководителем ЦТОРТиЛПА назначается лицо, ответственное за подготовку к огневым работам, и лицо, ответственное за проведение огневых работ.

Наряд – допуск согласовывается с руководством пожарной охраны и утверждается главным инженером управления эксплуатации трубопроводов.

Огневые работы на нефтепроводах должны проводиться в светлое (дневное) время суток (за исключением аварийных случаев).

Проведение работ, не указанных в наряде - допуске, или изменение места их проведения не допускается.

В случае необходимости в изменении вида и места работ оформляется новый наряд – допуск.

На время выполнения огневых работ должен быть установлен пожарный пост из работников пожарной охраны объекта или членов ДПД с распределением обязанностей и действий при возникновении угрозы аварии или пожара со следующими средствами пожаротушения:

- пожарной автоцистерной, заполненной 5-6%-ым раствором пенообразователя, установленной на водисточнике (гидранте, водоеме);
- войлочным или асбестовым полотном размером 2,0x1,5 м;
- огнетушителями пенными (ОВП – 10 или ОХВП - 10) или углекислотными ОУ;
- лопатами, ломами, топорами;

К проведению огневых работ допускаются лица (электросварщики, газорезчики) прошедшие специальную подготовку и имеющие квалификационное удостоверение и талон по технике пожарной

безопасности. Электросварщики должны иметь квалификационную группу по электробезопасности не ниже III [11].

Применяемые при проведении работ сварочное оборудование, переносной электроинструмент, освещение, средства индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям.

Перед началом электросварочных работ необходимо проверить исправность изоляции сварочных кабелей и электродержателей, а также плотность соединений всех контактов. Расстояние от сварочных кабелей до баллонов с кислородом должно быть не менее 0,5 м, до баллонов с горючими газами – не менее 1 м.

Кабели, подключенные к сварочным аппаратам, распределительным щитам и другому оборудованию, а также в местах сварочных работ, должны быть надежно изолированы от действия высокой температуры, химических воздействий и механических повреждений.

Использование самодельных электродержателей и электродержателей с нарушенной изоляцией запрещается.

Соединять сварочные кабели следует при помощи опрессовывания, сварки, пайки и специальных зажимов.

Подключение сварочных кабелей к электродержателю, свариваемому изделию и сварочному аппарату должно выполняться при помощи медных кабельных наконечников, скрепленных болтами с шайбой.

Электросварочная установка на время работы должна быть заземлена. Помимо заземления основного электросварочного оборудования в сварочных установках следует непосредственно заземлять тот зажим, к которому присоединяется проводник, идущий к свариваемому изделию (обратный проводник).

Над передвижными и переносными электросварочными установками, используемыми на открытом воздухе, должны быть сооружены навесы из негорючих материалов для защиты от атмосферных осадков.

На корпусе электросварочного аппарата должен быть указан инвентарный номер, дата следующего измерения сопротивления изоляции и принадлежность к подразделению.

Запрещается проведение сварочных работ во время снега, дождя, при скорости ветра свыше 10 м/с без навеса над местом производства работ, а также во время грозы. При оставлении рабочего места сварщик должен отключить сварочный аппарат.

При смене электродов в процессе сварки их остатки (огарки) следует складывать в специальный металлический ящик, установленный на месте сварочных работ.

При транспортировании газовых баллонов на их горловины должны быть накручены предохранительные колпаки, кроме того, на баллонах с горючими газами на боковом штуцере должны быть установлены заглушки. Совместная транспортировка кислородных баллонов с горючими газами не допускается. Запрещается нахождение людей в кузове автомашины при транспортировании баллонов.

Баллоны должны подвергаться техническому освидетельствованию. На горловине баллона должна быть выбита дата следующего освидетельствования. Использование баллонов с истекшим сроком освидетельствования не допускается.

Расстояние от баллонов до источников открытого огня должно быть не менее 5 м, и не менее 1 м от источников тепла. Баллоны должны быть защищены от прямых солнечных лучей и от других источников тепла. Запрещается подогревать баллоны для повышения давления.

Рукава для газовой резки, редукторы, газовые горелки должны подвергаться периодическим испытаниям. Рукава перед началом работы необходимо осматривать на наличие трещин и надрезов. Общая длина рукавов для газовой резки должна быть не более 30 м, рукав должен состоять не более чем из трех отдельных кусков, соединенных между собой специальными двусторонними ниппелями, закрепленных хомутами.

Закрепление газоподводящих шлангов на присоединительных ниппелях аппаратуры, горелок и резаков должно быть надежным и выполнено с помощью хомутов.

Шланги для газовой резки и сварки должны быть предохранены от попадания искр, воздействия высоких температур, ударов и других повреждений. При укладке не допускаются их перекручивание, сплющивание и перегибание.

При проведении электросварочных, газорезки и газосварочных работ запрещается:

- приступать к работе при неисправной аппаратуре;
- хранить в сварочных кабинах одежду, ЛВЖ, ГЖ и другие горючие материалы;
- допускать к самостоятельной работе учеников, а также работников, не имеющих квалификационного удостоверения;
- допускать соприкосновение электрических проводов с баллонами со сжатыми сжиженными и растворимыми газами;
- отогревать замерзшие трубопроводы, вентили, редукторы и другие детали газосварочного оборудования открытым огнем;
- производить продувку рукавов для горючих газов кислородом и кислородного шланга - горючими газами, а также взаимозаменять рукава во время работы;
- пользоваться рукавами со следами масел, жиров, а также присоединять к шлангам тройники, вилки для питания нескольких горелок;
- пользоваться одеждой и рукавицами со следами масел, жиров и других нефтепродуктов;
- работать от одного водяного затвора двум сварщикам [11].

При перерывах в работе, а также в конце рабочей смены сварочный аппарат должен быть остановлен или отключен от электросети, рукава должны быть отсоединены от баллонов, ацетиленовых генераторов и

освобождены от горючих газов и жидкостей, аппаратура и оборудование должны быть убраны на специально отведенное место.

По окончании огневых работ место их проведения должно быть тщательно проверено и убрано от огарков, окалины и других горючих материалов и веществ.

Персонал, выполняющий огневые работы, должен быть выведен с места работ, а наряд - допуск закрыт. Ответственный за проведение огневых работ обязан обеспечить наблюдение в течение 3 часов после завершения огневых работ за местом, где проводились огневые работы.

## **6.2 Экологическая безопасность**

В настоящее время большинство объектов нефтегазового профиля эксплуатируются более 20 – 25 лет и являются загрязнителями окружающей среды.

Окружающей природной средой является вся совокупность природных элементов и их компонентов в зоне полосы работ по производству строительно-монтажных работ. Целью охраны окружающей среды является исключение или максимальное ограничение вредных воздействий, рациональное использование природных ресурсов, их воспроизводство.

При попадании нефти в водоемы, необходимо ликвидировать ее дальнейшее распространение с помощью боновых заграждений и удалить нефтесборщиками. Собранную нефть размещают в специальных сборных резервуарах для последующей утилизации, исключаяющей вторичное загрязнение производственных объектов и объектов окружающей среды. Тонкие слои нефти, оставшиеся на поверхности воды после сбора нефтесборщиками, нефть, оставшаяся в лагунах, рукавах, заливах, убирается сорбентами. Остаточные нефтяные загрязнения, нефть, оставшаяся на плесах, берегах, между растительностью, смываются водой, собираются на поверхности воды между берегом и боновыми заграждениями, затем

убирается с помощью сорбентов, которые наносятся на водную поверхность и после пропитывания остаточной нефтью собираются и вывозятся на специальные полигоны, где утилизируются или сжигаются.

Воздействие на земельные угодья – механическое разрушение поверхности, нарушение рельефа местности и загрязнение поверхности отходами.

Источниками воздействия являются:

- земляные работы;
- установка временных отвалов грунта;
- устройство переездов и проездов;
- передвижение строительной техники;
- устройство бытовых помещений;
- загрязнение территории отходами производства.

Для снижения воздействия на поверхность земель в период строительно-монтажных работ проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- рекультивация нарушенных земель;
- проезд строительной техники разрешается только в пределах краткосрочной аренды земель, а также по временным подъездам, постоянным проездам и переездам;
- для сохранения направления естественного поверхностного стока воды предусмотрена планировка полосы отвода после окончания работ;
- для исключения разлива ГСМ заправка техники осуществляется на ближайших к участкам работ АЗС;
- для исключения загрязнения территории отходами производства предусмотрена своевременная уборка мусора и отходов;
- запрещается использовать неисправные, пожароопасные транспортные и строительно–монтажные средства;
- строительные материалы должны иметь сертификат качества;

- запрещено размещение отвалов грунта за границами полосы отвода.

### 6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации при трубопроводном транспорте могут возникнуть по различным причинам, например:

- паводковые наводнения;
- лесные пожары;
- террористические акты;
- по причинам техногенного характера (аварии) и др.

Аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при производстве работ;
- отказ приборов контроля и сигнализации;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования;
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молнией и др.).

Одними из примеров чрезвычайных ситуаций могут быть пожары или взрывы при проведении работ в газоопасных местах при строительстве подводного перехода. Данные пожары и взрывы относятся к чрезвычайным ситуациям техногенного характера.

При взрыве паро– и газовоздушной смеси выделяют зону детонационной волны с радиусом ( $R_1$ ), где происходит полное разрушение, и зону ударной волны, в которой происходят те или иные разрушения.

Радиус зоны детонационной волны определяется по формуле:

$$R_1 = 18,5 \cdot \sqrt[3]{Q(m)} \quad (5.1)$$

где  $Q$  – количество газа, пара в тоннах.

Радиус зоны смертельного поражения людей определяется по формуле:

$$R_{спл} = 30 \cdot \sqrt[3]{Q(m)} \quad (5.2)$$

где 1 – зона детонационной волны; 2 – зона ударной волны;  $R_1$  – радиус зоны детонационной волны (м);  $R_{спл}$  – радиус зоны смертельного поражения людей;  $R_{бу}$  – радиус безопасного удаления;  $R_{пдвк}$  – радиус предельно допустимой взрывобезопасной концентрации;  $r_2$  и  $r_3$  – расстояния от центра взрыва до элемента предприятия в зоне ударной волны.

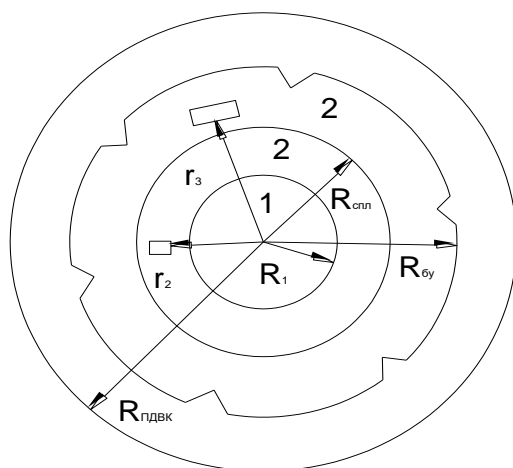


Рис. 7 Зона воздействия при взрыве паровоздушной смеси

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности:



- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание паров нефти и газов не должно превышать предельно – допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и т.д.), которые предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами.

#### **6.4 Законодательное регулирование проектных решений**

Регулирование проектных решений в законодательном аспекте, зачастую относится к человеку и охране окружающей среды.

Защита окружающей среды при монтаже подводного перехода нефтепровода чаще всего связана в обеспечении производства работ без значительных разливов нефти, а также в рекультивационных операциях возможных мест попадания нефтепродуктов в почву и водные объекты.

Законом об охране окружающей среды регулируются следующие положения. Эксплуатирующая организация при возникновении разливов нефти и нефтепродуктов обязана:

1) обеспечить в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, оповещение федеральных органов исполнительной власти, определяемых соответственно Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации, а также органов государственной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления на территориях, которые примыкают к участку разлива нефти и нефтепродуктов, о факте разлива нефти и нефтепродуктов;

2) обеспечить организацию и проведение работ по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в соответствии с планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

3) принимать меры по защите жизни и сохранению здоровья работников эксплуатирующей организации и иных людей, находящихся непосредственно в районе разлива нефти и нефтепродуктов, а также при необходимости проводить их эвакуацию;

4) принимать меры по защите и сохранению водных биоресурсов;

5) обратиться в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, в федеральные органы исполнительной власти, определяемые соответственно Президентом Российской Федерации, Правительством Российской Федерации, для привлечения дополнительных сил и средств в целях осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов в случае, если разлив нефти и нефтепродуктов произошел в объеме, не позволяющем обеспечить его устранение на основе плана предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

6) возместить в полном объеме вред, причиненный окружающей среде, в том числе водным биоресурсам, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов, а также расходы на привлечение дополнительных сил и средств для осуществления мероприятий по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе написания дипломной работы я рассмотрела и проанализировала различную информацию для решения следующих задач:

1. Приведена характеристика трубопроводной системы транспортировки нефти ОАО «Томскнефть» ВНК, и выявлены основные факторы производства, влияющие на повышение риска аварийности: большой объём трубопроводов имеет наработку около 10 лет, ежегодный прирост протяженности действующих трубопроводов и ежегодный рост объёмов добычи, рост обводненности перекачиваемой жидкости и высокий коррозионный состав добываемой нефти.

2. Проведен анализ аварий на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК и анализ используемых методов по предотвращению. За последние пять лет количество аварий снизилось лишь благодаря вовремя проведённым профилактическим работам. Но такое снижение количества аварий является лишь следствием своевременно проведенных мероприятий по предупреждению отказов на трубопроводах: капитальный ремонт, реконструкция, замена аварийных участков трубопроводов, запуск и приём очистных устройств, использование ингибитора коррозии. Саму проблему эти действия не устраняют. Поэтому необходимы поиски новых методов и их внедрение.

Предложен и рассмотрен новый, более эффективный метод обустройства подводных переходов и дано экономическое обоснование его применения. Общая стоимость дополнительных материалов согласно расчета составляет **4 351 494руб.** Стоимость строительно-монтажных работ, составляет **7 265 386руб.** Итого затраты на модернизацию трубопровода **11 616 880руб.** Сметная стоимость НСК «к.20-УПСВ-8» **46 050 000 руб.**

3. Проведено сравнение с возможными затратами при применяемом методе: экологический ущерб составляет **40 125 800руб.** Затраты на ликвидацию аварии составляют **12 975 434руб.** Замена дефектного участка трубопровода **700 000 руб.** Потери в добыче нефти **888 493 руб.** Итого потери от ликвидации аварии и ее последствий: **54 689 727 руб, что в 4,7 раз больше, чем затраты на модернизацию, исключая аварийный розлив.**

В результате произведенных расчетов мы делаем вывод о том, что затраты на обустройство водного перехода по предложенной схеме увеличат стоимость строительства трубопровода на 25%, в то время как затраты на ликвидацию аварии, ее последствий и восстановление окружающей среды составляют 54 689 727 руб, что является экономически невыгодно и неэффективно.

Реализация предложенного комплекса мероприятий по совершенствованию системы трубопроводного транспорта в ОАО «Томскнефть» ВНК положительно скажется на росте объёмов добыче нефти, кроме того улучшит условия труда работников данной компании. В связи с чем, предложенную систему мер можно считать эффективной и экономически выгодной.

Таким образом, достигнута главная цель работы – определен новый и более эффективный метод обустройства участков трубопроводов на пересечениях с водными преградами и в пойменных зонах водных объектов для предотвращения аварийных разливов нефтепродуктов на примере системы нефтесбора ОАО «Томскнефть» ВНК и дано его экономическое обоснование.

Область применения: результаты исследования могут быть применены в ОАО «Томскнефть» ВНК для совершенствования трубопроводной системы транспортировки нефти.

В будущем возможно практическое внедрение предложенных путей совершенствования системы трубопроводов в ОАО «Томскнефть» ВНК.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бакашев Э. Д. Развитие методов оценки затрат на экологическую реабилитацию и рационального природопользования в зонах нефтяного загрязнения диссертация кандидата экономических наук : 08.00.05 / Бакашев Эмиди Дагаевич; Москва ,2010. 152 с.
- 2 Временный порядок оценки и возмещения вреда окружающей среде в результате аварии. М.: Минприроды России, 1994. 38 с.
3. Иванцов О.М. Надежность и безопасность магистральных трубопроводов в России // Трубопроводный транспорт нефти. 1997. -10. С.26-31.
4. Кузьмин А. А. Экономическая оценка мероприятий по снижению экологического ущерба от техногенных аварий на нефтепроводе : : автореферат дис. кандидата экономических наук : 08.00.05 / Моск. гос. гор. ун-т Москва , 2007. 22 с.
5. Лисанов М.В., Гражданкин А.И., Пчельников А.В., Савина А.В., С.И. Сумской. «Анализ риска аварий на нефтепроводных системах БТС и МН «Дружба» //Безопасность труда в промышленности. 2006. - №01. - С.34-40.
6. Алфеев В.Н., Черняев К.В., Виноградов В.В., Поздняков В.А., Филиппов Г.А. Разработка системы комплексного анализа условий надежности линейной части магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. 2000.- №12. - С. 14-22.
7. ГОСТ 12.1.003-83 – «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»– М.: Москва, 1989.
8. Розловский А.И. Основы техники взрывобезопасности при работе с горючими газами и парами / А.И. Розловский. – М.: Химия, 1980. 376 с.
9. ГОСТ 12.1.011-78 –«Система стандартов безопасности труда. Смеси взрыво-опасные. Классификация и методы испытаний. Технические регламенты РФ. Технический регламент о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» М.: Москва 1995.
10. ГОСТ 12.1.005-88 –«Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.» – М.: Москва, 1989.