



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов»

УДК 622.692.4.053.078

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗА	Воронков Д. М.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ИГПД	Буркова С. П.	к. т. н., доцент		

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к. т. н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Романюк В. Б.	к. э. н., доцент		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

И. о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П. В.	д. т. н., профессор		

# ТРЕБОВАНИЯ К РЕЗУЛЬТАТАМ ОСВОЕНИЯ ПРОГРАММЫ БАКАЛАВРИАТА

## 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретать <i>профессиональную эрудицию и широкий кругозор</i> в области <i>гуманитарных и естественных наук</i> и использовать их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8), (ЕАС-4.2а), (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9), ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9), (АВЕТ-3i), ПК-1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6), (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных <i>методов моделирования и компьютерных технологий</i>	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26), (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. зав. кафедрой

Бурков П. В.

\_\_\_\_\_  
(Подпись)

\_\_\_\_\_  
(Дата)

\_\_\_\_\_  
(Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3А	Воронкову Дмитрию Максимовичу

Тема работы:

«Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов»
---

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 2820/с от 19/04/2017
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы	22.06.2017
---	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p>(Наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функцио-</p>	<p>Объектом исследования являются напряженно-деформированное состояние (НДС) нефтепроводов. В данной работе рассмотрена методика, позволяющая адекватно оценить риск отказа нефтепровода на основе оценки его НДС. Работа направлена на повышение надежности нефтепроводов.</p>
--	---

<p>нирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатрат; экономический анализ и т.д.).</p>	<p>Оценка НДС проводится путем пропуска внутритрубных инспекционных приборов (ВИП), ручными приборами или методами натурального тензометрирования для предупреждения недопустимых напряжений в материале, приводящих к разрушению нефтепроводов.</p> <p>Влияние на окружающую природную среду (ОПС) оказывают возникающие при этом утечки нефти.</p> <p>В работе выполнен экономический анализ мероприятия по внутритрубной диагностике (ВТД) участка 379-383 км трассы магистрального нефтепровода (МН) «Александровское – Анжеро-Судженск».</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p>(Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки, техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Провести аналитический обзор литературных источников, посвященных оценке НДС и производственно-технологического риска нефтепроводов;</li> <li>2. провести анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода;</li> <li>3. по выбранной методике провести технологические расчеты подводного перехода участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»;</li> <li>4. сделать выводы по проделанной работе.</li> </ol> <p>Дополнительные разделы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. «Социальная ответственность»;</li> <li>2. «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».</li> </ol>

<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	
---	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы** (с указанием разделов)

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Социальная ответственность»	Грязнова Елена Николаевна, к. т. н., инженер
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Романюк Вера Борисовна, к. э. н., доцент кафедры ЭПР

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Реферат

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2017
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент кафедры ИГПД	Буркова С. П.	к. т. н, доцент		10.02.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б3А	Воронков Дмитрий Максимович		10.02.2017

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б3А	Воронкову Дмитрию Максимовичу

<b>Институт</b>	Природных ресур- сов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хране- ния нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтега- зовое дело»  Профиль: « <u>Эксплуа- тация и обслужива- ние объекта транс- порта и хранения нефти, газа и продук- тов переработки</u> »

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p>Объектом данного исследования являются участок 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск», применяемый для транспортирования товарной нефти.</p>
--	---

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>- действие фактора на организм человека;</li> <li>- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на</li> </ul>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>Проанализировать:</p> <p>1.1. выявленные вредные факторы при оценке НДС исследуемого участка МН в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</li> <li>- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>- физические и нервно-психические перегрузки;</li> </ul>
---	---

<p>соответствующий НТД);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>- механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>- пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- повреждения в результате контакта с животными, насекомыми;</li> <li>- недостаточная освещенность на рабочем месте;</li> </ul> <p>1.2. выявленные опасные факторы при оценке НДС исследуемого участка в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- электрический ток;</li> <li>- острые кромки, заусенцы, шероховатости заготовок, инструментов и оборудования;</li> <li>- движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки и материалы;</li> <li>- пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны;</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p> <p>Проанализировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- воздействие объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- воздействие объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- воздействие объекта на литосферу (отходы).</li> </ul> <p>Разработать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> </ul>	<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- проанализировать возможные ЧС природного и техногенного характера на исследуемом участке МН;</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- разработать действия в результате утечки нефти, пожара или взрыва ее паров и меры по ликвидации последствий;</li> <li>- разработать превентивные меры по предупреждению утечек нефти, пожара или взрыва ее паров.</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <p style="text-align: center;">Проанализировать:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные правовые нормы трудового законодательства, характерные при оценке НДС исследуемого участка МН;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	07.03.2017
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е. Н.	к. т. н.		07.03.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗА	Воронков Дмитрий Максимович		07.03.2017



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б3А	Воронкову Дмитрию Максимовичу

<b>Институт</b>	Природных ресур- сов	<b>Кафедра</b>	Транспорта и хране- ния нефти и газа
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтега- зовое дело» Профиль: « <u>Эксплуа- тация и обслужива- ние объекта транс- порта и хранения нефти, газа и продук- тов переработки</u> »

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного ис- следования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информацион- ных и человеческих.	Расчет сметной стоимости выпол- няемых работ по ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро- Судженск».
2. Нормы и нормативы расходава- ния ресурсов.	Тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчисле- ний, нормы времени на выполнение опера- ций, нормы расхода материалов, инструмен- та и др.
3. Используемая система налогооб- ложения, ставки налогов, отчислений, дис- контирования и кредитования.	1. Страховые взносы – 30 %; 2. нормы амортизационных отчисле- ний для автомобильной техники и диагнос- тического оборудования; 3. норматив накладных расходов на наладку и пуск диагностического оборудова-

	ния; 4. НДС – 18 %.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	Расчет технико-экономических показателей проведения ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск».
2. Планирование и формирование бюджета НИ.	График выполнения работ по ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск».
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НИ.	Расчет стоимости договора с подрядной организацией на проведения ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск».
<b>Перечень графического материала:</b>	
1. Линейный календарный график выполнения работ; 2. структура сметной стоимости выполнения работ.	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	07.03.2017
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭПР	Романюк В. Б.	к. э. н., доцент		07.03.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3А	Воронков Дмитрий Максимович		07.03.2017



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объекта транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

Период выполнения осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа
---------------------

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

Срок сдачи студентом выполненной работы	22.06.2017
---	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
03.03.2017	Состояние вопроса исследования	15
14.04.2017	Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода	20
05.05.2017	Технологические расчеты ПП участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»	25
17.05.2017	Социальная ответственность	10
25.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
26.05.2017	Заключение	5
29.05.2017	Презентация	15
Итого:		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ИГПД	Буркова С. П.	к. т. н, доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

И. о. зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Бурков П. В.	д. т. н., профессор		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 с., 4 рис., 16 табл., 100 источника.

Ключевые слова: риск, отказ, нефтепровод, надежность, напряженно-деформированное состояние, НДС, линейная часть, предельное состояние, повреждение.

Объектом исследования является напряженно-деформированное состояние линейной части подземного нефтепровода.

Цель работы – проанализировать методику оценки рисков отказов нефтепроводов, основанную на определении их напряженно-деформированного состояния, и применить ее к конкретному участку нефтепровода для повышения уровня надежности.

В работе рассмотрены подходы к оценке конструктивной надежности нефтепровода и основные параметры, определяющие его напряженно-деформированное состояние.

В результате работы проведен расчет напряженно-деформированного состояния подводного перехода участка 379-383 км трассы магистрального нефтепровода «Александровское – Анжеро-Судженск» и сделан вывод об уровне риска его отказа.

					<i>Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Воронков Д. М.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Буркова С. П.					12	123
Консульт.						НИ ТПУ ИПР		
И.о. зав. каф.		Бурков П. В.				Группа 2Б3А		

## ABSTRACT

Graduation qualification work is 123 p., 4 fig., 16 tab., 100 sources.

Keywords: risk, failure, oil pipeline, reliability, stress-strain state, SSS, line section, limit state, damage.

The object of the research is the stress-strain state of the line section of the buried oil pipeline.

The purpose of the work is to analyze the methodology for assessing the risks of oil pipeline failures based on the determination of their stress-strain state and use it to a specific section of oil pipeline to increase the level of reliability.

The approaches to an estimation of constructive reliability of oil pipeline and the basic parameters defining its stress-strain state are considered in the work.

As a result of the work the stress-strain state of submerged crossing of section 379-383 km of the route of oil-trunk pipeline «Alexandrovskeye – Anzhero-Sudzhensk» is calculated and a conclusion about the level of risk of its failure is made.

					<i>Abstract</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Магистральный нефтепровод** – инженерное сооружение, состоящее из трубопроводов с арматурой и связанных с ними нефтеперекачивающих станций, хранилищ, нефти и других технологических объектов, обеспечивающих приемку, транспортировку, сдачу нефти потребителям, или перевалку на другой вид транспорта.

**Надежность** – свойство технического объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

**Напряженно-деформированное состояние нефтепровода** – состояние, при котором в металле труб нефтепровода возникают внутренние напряжения и деформации, вызванные воздействием внешних и внутренних нагрузок и воздействий.

**Наработка** – продолжительность или объем работы технического объекта.

**Отказ нефтепровода** – нарушение работоспособности, связанное с внезапной полной или частичной остановкой нефтепровода из-за нарушения герметичности трубы или запорной и регулирующей арматуры или из-за закупорки трубы.

**Повреждение нефтепровода** – нарушение исправного состояния нефтепровода при сохранении его работоспособности и не сопровождаемое материальным и экологическим ущербом.

**Предельное состояние** – состояние технического объекта, при котором

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов		
Разраб.		Воронков Д. М.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Буркова С. П.				14	123
Консульт.					Определения, обозначения и сокращения		
И.о. зав. каф.		Бурков П. В.			НИ ТПУ Группа	ИПР 2Б3А	

его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

**Риск (производственно-технологический)** – вероятность возникновения аварий и отказов технического объекта вследствие физического и морального износа, ненадежной и неустойчивой работы, недостатков технологии и неправильного выбора эксплуатационных параметров.

**Техническая диагностика** – обследование технического объекта, эксплуатируемого на опасном производственном объекте или являющегося им, с целью определения его состояния (наличие дефектов и повреждений, определение степени износа, правильность функционирования и др.) и повышения уровня надежности.

**Технический ресурс** – наработка технического объекта от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта определенного вида до перехода в предельное состояние.

					<i>Определения, обозначения и сокращения</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

**ВБР** – вероятность безотказной работы;

**ВТД** – внутритрубная диагностика;

**КН** – конструктивная надежность;

**ЛЧ** – линейная часть;

**МН** – магистральный нефтепровод;

**НДС** – напряженно-деформированное состояние;

**ОПС** – окружающая природная среда;

**ПП** – подводный переход;

**СВ** – случайная величина.

					Определения, обозначения и сокращения	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	19
1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ИССЛЕДОВАНИЯ .....	22
1.1 Общие положения .....	22
1.2 Оценка остаточного ресурса .....	24
1.3 НДС трубопроводов.....	26
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1 .....	31
2 АНАЛИЗ КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РИСКОВ НА ОСНОВЕ РАСЧЕТА НДС НЕФТЕПРОВОДА.....	32
2.1 Оценка конструктивной надежности трубопровода .....	36
2.2 Математическая модель отказа .....	41
2.3. Параметры НДС нефтепровода .....	44
2.3.1 Несущая способность .....	44
2.3.2 Прочность и долговечность .....	46
2.3.3 Нагрузки и воздействия.....	46
2.4 Расчет эквивалентных напряжений.....	47
2.5 Расчет толщины стенки и проверка прочности нефтепровода .....	49
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2 .....	50
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПП УЧАСТКА МН «АЛЕКСАНД- РОВСКОЕ – АНЖЕРО-СУДЖЕНСК».....	51
3.1 Общая характеристика ПП участка МН «Александровское – Анжеро- Судженск» .....	51
3.1.1 Организационная характеристика района.....	52
3.1.2 Климатическая характеристика района .....	53
2.1.3 Гидрологическая характеристика района.....	54
3.2 Исходные данные к технологическим расчетам ПП МН .....	55

					<i>Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Воронков Д. М.</i>			<b>Содержание</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Буркова С. П.</i>					17	123
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ</b>		<b>ИПР</b>
<i>И.о. зав. каф.</i>		<i>Бурков П. В.</i>				<b>Группа</b>		<b>2Б3А</b>

3.3	Расчет толщины стенки ПП МН.....	56
3.4	Проверка ПП МН на прочность .....	58
3.5	Проверка ПП МН на недопустимые пластические деформации.....	62
3.6	Проверка общей устойчивости ПП МН .....	64
3.7	Проверка устойчивости ПП МН против всплытия .....	70
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3 .....		73
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	74
4.1	Производственная безопасность .....	75
4.1.1	Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения .....	78
4.1.2	Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения .....	82
4.2	Экологическая безопасность.....	91
4.2.1	Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению .....	91
4.2.2	Разработка решения по обеспечению экологической безопасности.....	94
4.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	96
4.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	98
4.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	98
4.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	101
5	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	103
5.1	Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ .....	103
5.2	Расчет сметной стоимости проведения работ .....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		112
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ .....		113

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время интенсивно расширяется существующая в нашей стране сеть МН – реализованы проекты «Балтийская Трубопроводная Система-2» (БТС-2) и «Восточная Сибирь – Тихий Океан» (ВСТО), также реализуются проекты «Куюмба – Тайшет», «Заполярье – Пурпе – Саяны» и др.

Главная цель программы стратегического развития ПАО «Транснефть» на период до 2020 года – развитие системы магистрального трубопроводного транспорта Российской Федерации на основе применения современных передовых отраслевых технологий. Одним из основных путей достижения поставленной цели является обеспечение надежности существующей системы МН на основе результатов диагностики, реконструкции и модернизации основных производственных фондов Общества [1].

ПАО «Транснефть» эксплуатирует мощные нефтепроводные системы, использует более сложное оборудование по сравнению с трубопроводами малых диаметров, а отсюда следует их большая подверженность отказам. И проблема, с которой в настоящее время неизбежно сталкиваются в ходе их эксплуатации, заключается в достижении наиболее эффективного режима использования существующих технических средств и оборудования путем повышения уровня надежности [2, 3].

По этой причине необходимо исследование условий работы каждого конкретного нефтепровода для того, чтобы на основе полученной информации наметить мероприятия по повышению его надежности [4].

Основной задачей работы нефтепроводов с позиции КН следует считать разработку мероприятий, позволяющих предупреждать аварии, а не ликвидировать их последствия, одним из которых является сохранение проектных отметок нефтепроводов и заданного уровня напряжений в них.

					<i>Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Воронков Д. М.			<i>Введение</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Буркова С. П.					19	123
Консульт.						<i>НИ ТПУ Группа ИПР 2Б3А</i>		
И.о. зав. каф.		Бурков П. В.						

Решение этой проблемы позволит проектировать трубопроводы с высоким уровнем надежности и поддерживать его на протяжении всего периода эксплуатации.

Один из основных элементов, обеспечивающих КН трубопровода – это проведение расчета на прочность, показывающего реальные условия перекачки.

В свою очередь, основная задача такого расчета формулируется как задача определения НДС, обусловленного возникающими на различных этапах нагрузками и воздействиями, и оценки уровня этого состояния, исходя из предельных нагрузок.

Согласно СНиП 2.05.06-85\* [5] расчетная схема должна отражать взаимодействие трубопроводов с грунтами, т.к. это главный фактор, определяющий их сохранность в процессе эксплуатации. Поэтому обеспечение прочности и устойчивости трубопроводов в слабонесущих грунтах – болотистых, оттаивающих многолетнемерзлых – принимается одним из главных условий на стадиях строительства и эксплуатации одновременно.

#### **Актуальность работы**

Обслуживающий персонал не располагает абсолютно надежными методами и техническими средствами контроля состояния нефтепровода в процессе перекачки. По этой причине необходимы такие методы расчета НДС, которые с наибольшей точностью отражают фактические условия работы трубопроводов, особенно в слабонесущих водонасыщенных грунтах.

Достоверность прогноза безотказной работы определяется во многом возможностями применяемого метода расчета учитывать основные факторы, влияющие на НДС нефтепроводов. Поставленные вопросы достаточно актуальны и на данный момент изучены не в полной мере, а настоящая работа частично это восполняет.

**Целью бакалаврской работы** является анализ методики оценки рисков отказов нефтепроводов, основанной на определении их НДС, и применение ее к конкретному участку нефтепровода для повышения уровня надежности.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

**Основные задачи исследования.** В соответствии с целью работы были поставлены следующие задачи:

1. провести аналитический обзор литературных источников, посвященных оценке НДС и производственно-технологического риска нефтепроводов;

2. провести анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода;

3. по выбранной методике провести технологические расчеты ПП участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск» и сделать вывод об уровне его надежности.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

# 1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ИССЛЕДОВАНИЯ

## 1.1 Общие положения

Обеспечение безаварийной и надежной работы МН является наиболее актуальной задачей в системе трубопроводного транспорта нефти. Опыт транспортировки говорит о том, что вопреки принимаемым мерам аварии все равно происходят. Это свидетельствует о малой эффективности существующих способов предупреждения. Одна из причин данного обстоятельства – отсутствие универсальной методики комплексного диагноза ЛЧ МН, позволяющего следить за их техническим состоянием в течение всего жизненного цикла.

Проблема взаимодействия подземного трубопровода со слабонесущими грунтами изучена недостаточно, хотя и лежит в основе расчетов прочности, устойчивости и анализа напряженного состояния, по результатам которых можно сделать прогноз надежности и технического ресурса.

Обеспечение надежности ЛЧ трубопроводов – сложная комплексная задача, включающая в себя технико-экономические и организационные аспекты и в настоящее время еще не имеющая окончательного теоретического и методического выражения. В работе [6] предложена структура основных направлений повышения надежности ЛЧ МН.

Нормативный срок службы трубопроводов, закладываемый в проектах, составляет 33 года. Основная часть российских МН (73 %) была построена более 20 лет назад и к настоящему времени практически исчерпала свой ресурс [7]. Важнейшие ее составляющие – определение остаточного ресурса линейных участков, нефтеперекачивающих станций и вспомогательного оборудования, а также реконструкция отслуживших свой срок элементов и узлов [8].

Отказ магистрального трубопровода приводит к полному или частичному прекращению перекачки, нарушает нормальную работу промыслов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов</i>			
Разраб.		Воронков Д. М.			<i>Состояние вопроса исследования</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Буркова С. П.					22	123
Консульт.						<i>НИ ТПУ ИПР</i>		
И.о. зав. каф.		Бурков П. В.				<i>Группа 2Б3А</i>		

нефтегазоперерабатывающих заводов и нефтебаз. Аварии, сопровождающиеся разливами нефти и нефтепродуктов, наносят значительный ущерб ОПС, могут приводить к пожарам и взрывам с катастрофическими последствиями.

В работе [9] рассмотрены проблемы повышения уровня безопасности и надежности трубопроводных систем. Представлены результаты исследования надежности нефтепроводов, выполненного в рамках программы «Высоконадежный трубопроводный транспорт» под руководством д. т. н., профессора В. В. Харионовского.

В работе [10] рассматриваются актуальные вопросы обеспечения работоспособности МН: техническая диагностика оборудования для транспортировки и хранения нефтепродуктов, совершенствование методик расчета на прочность и долговечность элементов трубопроводного транспорта, совершенствование системы обслуживания, а также техника и технология проведения ремонтов.

Методы теории надежности конструкций применительно к трубопроводам, взаимодействующим с ОПС, рассмотрены в работе [11]. Уделено внимание вопросам внутритрубной дефектоскопии, позволяющей спрогнозировать и предотвратить возможные отказы, своевременно провести ремонтные работы.

В работе [12] рассмотрены три группы причин выхода трубопроводных конструкций из строя: естественные, искусственные и непредвиденные. Сформулирована цель эксплуатации трубопроводной конструкции и построена целевая функция, минимизируя которую, можно определить среднюю наработку между ее последовательными обследованиями.

В работе [13] предлагается методика, позволяющая оценивать критический уровень надежности, а следовательно, назначать соответствующие сроки инспекции и ремонта линейных участков магистрального трубопровода. Также рассматривается модель, представляющая ЛЧ трубопровода в виде структурной схемы надежности.

Эксплуатационная надежность трубопроводов обеспечивается путем

					<i>Состояние вопроса исследования</i>	<i>Лист</i>
						23
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

путем предупреждения разрушений. Так разрушения, связанные с недостаточным сопротивлением зарождению и распространению трещин, предупреждаются металлургическими методами: улучшением механических свойств, повышением качества стали и сварных соединений труб. Разрушения, обусловленные утратой местной или общей устойчивости трубопроводов – совершенствованием методик расчета и проектирования, повышением качества строительно-монтажных работ, разработкой и совершенствованием методов защиты от коррозии [14].

## 1.2 Оценка остаточного ресурса

Для существующих нефтепроводов необходима оценка действительного физического состояния металла стенки и сварных швов, а также конкретный этап их деформационного старения. Это дает возможность прогнозировать остаточный ресурс трубопроводов и создавать расчетные методики его оценки на основе внешних воздействий и обнаруженных дефектов.

Методический подход к оценке уровня надежности и производственно-технологических рисков в ходе эксплуатации МН, рекомендуемые алгоритмы практических расчетов в том числе с применением автоматизированных режимов вычислений отдельных операций позволяют инженерам обоснованно и квалифицированно определять параметры надежности и безопасности работы различных элементов трубопроводов, а также оценивать экономические последствия для конкретных ситуаций, в которых они функционируют или могут функционировать [15].

В работе [16] представлены научно-технические разработки, в которых описаны подходы к решению актуальной для нефтегазового комплекса проблемы продления технического ресурса трубопроводов. Вопросы долговечности и ресурса рассматриваются для сложных линейных участков – ПП в условиях Крайнего Севера и болот, также дается анализ эксплуатационной надежности нефтегазотранспортной системы.

					<i>Состояние вопроса исследования</i>	<i>Лист</i>
						24
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Индивидуальное прогнозирование ресурса позволяет не только предупреждать возможные отказы, но и более правильно планировать технологические режимы перекачки и профилактику. В некоторых случаях рентабельная эксплуатация может продолжаться в условиях сниженных нагрузок. На основании этого прогнозирование индивидуального остаточного ресурса можно рассматривать как систему управления процессами эксплуатации, технического обслуживания и капитального ремонта [17].

Анализ существующих методов оценки состояния магистральных трубопроводов и организации технического обслуживания и ремонта выполнен в работах [18].

В институте проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР) разработана методика оценки остаточного ресурса и надежности участка нефтепровода по результатам ВТД [19].

Мобилизации всевозможных средств технического диагноза недостаточно для определения ресурса и живучести трубопровода. Это объясняется тем, что дефекты провоцируют разрушения и отказы только при определенном НДС в упругой и упругопластической зонах нагружения.

Задача обоснования инженерных мероприятий по восстановлению ресурса нефтепроводов, эксплуатируемых долгое время, может быть решена только путем комплексного применения современных расчетных методов и натурных экспериментов с использованием специально разработанных и скомпонованных оборудования, методических аппаратных и программных средств [20].

Проблема прогнозирования остаточного ресурса включает в себя следующие аспекты:

- оценку текущего состояния – дефектоскопию, анализ нагрузок и условий взаимодействия трубопровода с грунтом;
- прогнозирование этого состояния;
- оценку риска аварийных ситуаций [21].

В работах [22] рассмотрены вопросы надежности трубопроводов, прокладываемых и эксплуатируемых в сложных гидрогеологических условиях. Представлены расчетные, экспериментальные и натурные данные исследования надежности и устойчивости трубопроводов, сформулированы некоторые технические решения по повышению их безопасности.

Проблема отклонения участков трубопроводов от проектных отметок весьма актуальна, особенно для проложенных в обводненной и заболоченной местности. Необходимость проведения ремонтно-восстановительных работ после увода оси трубопровода в плане или профиле может быть оценена по различным критериям: предельным напряжениям, деформациям, предельным изгибам и т.п., но наиболее удобными являются те, что связаны с параметрами КН. Все расчеты вероятности неразрушения линейного участка и на этапе проектирования, и на стадии эксплуатации ведутся в рамках нормального закона распределения СВ (закона Гаусса) [23].

В работе [24] на основе предложенных методики и модели с использованием статистических данных о показателях надежности за различную наработку решаются задачи определения безотказности как отдельных конструктивных подсистем, так и системы в целом.

### 1.3 НДС трубопроводов

Для обеспечения надежной работы эксплуатируемых трубопроводов и для качественного проектирования новых очень важно совершенствовать методы расчета их НДС.

Для всех организаций, эксплуатирующих трубопроводные системы, необходимы относительно простые инженерные методики, позволяющие принять правильные решения. В основе таких методик должны лежать расчеты, лучше всего на электронно-вычислительных машинах (ЭВМ), исходные данные для которых можно определить, а сами расчеты должны быть понятны инженерно-техническим работникам (ИТР). Для оценки механической

					<i>Состояние вопроса исследования</i>	<i>Лист</i>
						26
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

надежности нефтепровода необходимы сведения о заводских, строительных и эксплуатационных дефектах, о характере их зарождения и развития во времени, которые должны предоставляться службами отдела технического контроля (ОТК), дефектоскопии и технической диагностики на всех этапах жизненного цикла труб, а также механические характеристики трубных сталей, в первую очередь, временное сопротивление и условный предел текучести. Значимость расчета НДС сильно возрастает, если он проведен с учетом имеющихся в трубе дефектов (язв, каверн, царапин и др.) [25].

Один из эффективных методов технической диагностики ЛЧ МН – исследование НДС на участках, подверженных влиянию опасных природных и техногенных факторов. К ним можно отнести просадки и пучения грунта, оползни, сели, эрозионную активность грунта, значительные перепады температуры, строительно-монтажные дефекты. Своевременная информация о действующих механических напряжениях на таких участках дает возможность оперативно принимать меры по предупреждению аварийных ситуаций. Для решения задачи за исходные данные в начальный момент времени принимают координаты узлов по верхней образующей трубопровода [26].

Влияние различных нагрузок и воздействий на надежность и долговечность трубопроводов исследовано в работе [27]. Показано, что наибольший вклад в формирование вероятности отказов вносят постоянные нагрузки: рабочее давление перекачки и температурные перепады.

В работе [28] проведен обзор расчетных моделей для оценки НДС трубопроводов. Обосновано применение уравнений в оболочечной постановке, дан анализ решений с учетом пластической деформации.

Отдельное внимание уделено вопросам дифференцированной оценки работоспособности и ресурса трубопроводных конструкций в различных условиях нагружения: температурные перемещения, пульсации рабочего давления, вибрации [29].

В работах [30] проведен анализ причин разрушения МН в геокриологических условиях Западной Сибири. Представлены методика и

					<i>Состояние вопроса исследования</i>	<i>Лист</i>
						27
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

данные по наблюдению за изменением их проектного положения. Рассмотрены вопросы продольной устойчивости подземных трубопроводов, проложенных в заболоченных грунтах.

Методика определения НДС при помощи ЭВМ участков магистральных систем, имеющих предварительный изгиб в профиле, изложена в работе [31]. Выпученные участки считаются статически неопределимыми балками, которые находятся под воздействием весовых нагрузок, внутреннего давления и положительного температурного перепада.

В статье [32] рассмотрен возможный подход к расчету прочности надземных участков подземных трубопроводов без промежуточных опор, в котором в качестве расчетной схемы использована балка, опирающаяся на упругое основание.

В статье [33] предложена инженерная методика определения поведения участков нефтепровода при всплытии, учитывающая работу на подъем надземной части арки. Применены данные натурных измерений, что дало возможность определить модуль и направление нагрузок при взаимодействии трубопровода с обводненным грунтом и рассчитать длину всего всплывающего участка.

Наиболее полно теоретические и практические методы расчета прочности и устойчивости магистральных и промысловых нефтепроводов, сооруженных в разных гидрологических и геокриологических условиях, представлены в работе [34]. Приведен перечень программ для прочностных расчетов возможных конструктивных решений на основе упругопластической работы материала трубопровода и нелинейного характера взаимодействия с грунтом и пригрузами (анкерами).

Для получения достоверных результатов при расчете НДС важно как можно более точно знать пространственную геометрию трубопровода. Существенную помощь в этом может оказать аэрокосмическая съемка, которая является неотъемлемым элементом комплексных исследований трубопроводных систем и ОПС и может использоваться для изучения их

					<i>Состояние вопроса исследования</i>	<i>Лист</i>
						28
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

состояния, а именно: определения положения в пространстве и динамики его изменения, выявления деформативных участков и оценки их напряженного состояния и т.д. [35].

В статье [36] рассмотрены методы определения положения, кривизны и глубины заложения в грунт трубопровода серийно выпускаемыми трассоискателями для дальнейшей оценки его НДС от действия рабочего давления, температурного перепада и перемещений грунта (пучения, просадок, оползней и т.д.).

НДС подземных МН следует определять с учетом совместной работы трубы и сопряженного массива грунта. В работе [37] изложены основные направления научных исследований в области совершенствования расчета и проектирования подземных трубопроводов с позиции взаимодействия их с грунтом.

Проектирование строительства трубопроводов в слабых органических грунтах – очень сложная задача, в первую очередь, из-за недостаточной теоретической и опытной проработки взаимодействия трубы с торфяным основанием. В этом состоит одна из основных причин неблагоприятного состояния трубопроводных систем на заболоченных участках северных районов Российской Федерации [38].

В работе [39] проведен анализ факторов, вызывающих перемещения линейных участков, проложенных в просадочных грунтах, в том числе в оттаивающих многолетнемерзлых. Он позволяет качественно оценить и принять решения по способам стабилизации трубопровода и снижения его НДС.

ПП (дюкеры) являются одними из наиболее уязвимых участков ЛЧ магистральных трубопроводов. Эффективным решением этой сложной проблемы стала разработка новых переходов, выполненных надежным и экономичным методом наклонно-направленного бурения (ННБ) под руслами рек и других естественных или искусственных преград, к тому же не требующих балластировки.

На основе анализа причин аварий и многолетнего опыта инспекционной

					<i>Состояние вопроса исследования</i>	<i>Лист</i>
						29
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

деятельности в АО «Транснефть-Сибирь» был разработан проект основной модели системы диагностического контроля подводных переходов магистральных трубопроводов, которая осуществляет сбор, систематизацию и длительное хранение данных о проектном, строительном и текущем состояниях; сопоставляет фактические показатели с требованиями нормативных документов для выявления возникших в период эксплуатации отклонений и проверки их допустимости; оценивает стабильность положения и тенденции к его изменению, прогнозирует дальнейшее развитие; вырабатывает заключение о состоянии перехода с указанием типа, координат и причин повреждений и рекомендации по их восстановлению [40].

Отечественная практика проектирования и эксплуатации ПП в отличие от зарубежной отдает предпочтение трубопроводам больших диаметров (не более 1200 мм) при меньшем нормативном давлении (не более 7,5 МПа). Для повышения надежности переходов предусматривается сооружение резервных ниток (лупингов). Существует множество методов прокладки подводных трубопроводов: тоннельный, ННБ, протаскивания и др. [41].

Острыми проблемами эксплуатационной надежности ПП являются предупреждение и устранение провисов, возникающих при деформировании дна водоема, обнажение в русловой части, недостаточное закрепление берегов, невозможность пропуска по отдельным ниткам инспекционных снарядов. Радикально повысить надежность переходов можно, выполнив их методом ННБ. В России этот метод приобретает все большее распространение.

Аналитический метод исследования подводных трубопроводов с участками, не опирающимися на дно, и его результаты описаны в работе [42].

В работе [43] исследована поперечная нестабильность подводных трубопроводов под действием температурного расширения материала и внутреннего и наружного давления. Проложенный по дну трубопровод в незначительной степени удерживается от осевого смещения за счет трения о грунт. Под действием эксплуатационных параметров в трубопроводе могут возникать серьезные осевые нагрузки, которые при достижении критического

					<i>Состояние вопроса исследования</i>	<i>Лист</i>
						30
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

значения приводят к изгибу трубопроводов и впоследствии к его повреждению.

## **ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1**

1. Проведен обзор научных работ, посвященных конструктивной и эксплуатационной надежности ЛЧ МН, а также проанализированы факторы, влияющие на это свойство.

2. Исследованы условия строительства и эксплуатации МН в Западно-Сибирском регионе. Рассмотрены основные факторы, от которых зависит НДС их ЛЧ: физико-механические характеристики грунта, температурные перепады, условия прокладки.

3. Проведен обзор научно-технической литературы по методике оценки НДС МН, которая включает в себя анализ нагрузок и воздействий, прогнозирование этого состояния, изучение характера взаимодействия трубопровода с ОПС, а также оценку рисков отказов и аварий.

					<i>Состояние вопроса исследования</i>	<i>Лист</i>
						31
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 2 АНАЛИЗ КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ РИСКОВ НА ОСНОВЕ РАСЧЕТА НДС НЕФТЕПРОВОДА

МН – уникальные сооружения большого диаметра, производительности и единичной энергетической мощности. При рассмотрении проблемы поддержания работоспособности и надежности этих сооружений очень важно учитывать сложный характер и интенсивность взаимодействия с ОПС, протяженность трасс в различных климатических и гидрогеологических условиях, величину поверхности контакта с массивом грунта, вес транспортируемой среды, ее теплосодержание и количество вносимого в грунт тепла, пересечение различных искусственных и естественных препятствий.

Для определения расчетной схемы, адекватного описывающей состояние магистрального трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий, необходимо исследовать его КН.

Под КН трубопровода понимают свойство сохранять в заданных пределах значения параметров, обуславливающих потенциальную способность выполнять необходимые функции в течение установленного промежутка времени.

Для обеспечения надежной эксплуатации МН приоритетной является разработка мероприятий по предупреждению инцидентов и аварий, а не ликвидации их последствий. Среди них особо можно выделить обеспечение сохранности проектного положения оси трубопровода и допустимого уровня напряжений в его стенках. Обслуживающий персонал не имеет абсолютно надежных средств диагностики технического состояния трубопроводов в трассовых условиях, поэтому необходимо разработать методы расчета НДС, которые с наибольшей точностью и полнотой учитывают реальные условия их работы.

					<i>Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Воронков Д. М.			<i>Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Буркова С. П.					32	123
<i>Консульт.</i>						<i>НИ ТПУ Группа</i>		<i>ИПР 2Б3А</i>
<i>И.о. зав. каф.</i>		Бурков П. В.						



КН МН обуславливает способность сопротивляться внешним и внутренним нагрузкам и воздействиям, возникающим при транспорте нефти, без нарушения целостности при соблюдении норм и правил эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

Основными задачами поддержания КН трубопровода являются:

1. повышение безотказности путем уменьшения количества отказов на единицу его длины в единицу времени;
2. увеличение долговечности, т.е. продление нормативного срока службы.

Оценка КН и вероятности разрушения базируются на понятии запаса (резерва) прочности, рекомендуемого профессором А. Р. Ржаницыным для строительных конструкций [45].

Он представляет собой СВ  $\bar{S}$ , равную разности обобщенных прочности  $\bar{R}$  и нагрузки  $\bar{Q}$ , зависящих от ряда случайных и детерминированных величин:

$$\bar{S} = \bar{R} - \bar{Q}. \quad (2.1)$$

Взаимосвязь математического понятия вероятности и физических процессов разрушения может быть определена следующим способом. Первичный элемент стенки трубы переходит в предельное состояние при возрастании эквивалентных напряжений в его объеме до значения предела прочности – так происходит зарождение микротрещин. Последующие изменения НДС неизбежно приводят к их развитию, образованию сквозных трещин вплоть до полного нарушения работоспособного состояния, т.е. до отказа. Первопричиной зарождения и развития являются концентраторы напряжений.

Понимание предельного состояния стенки трубы как явления зарождения трещин хорошо согласуется со статистическими данными по отказам. Таким образом, отказу конструкции обычно предшествует переход в предельное состояние, сопровождающийся значительным увеличением степени риска ущерба ОПС.

В ходе работы трубопровода от перепадов температуры и

					Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

развивающегося изгиба возникают дополнительные напряжения и нагрузки на сварные стыки, которые при испытаниях не учитываются. В этом заключается одна из причин отказов трубопроводов после проведения жестких испытаний.

Характерной особенностью МН, сооружаемых в неустойчивых грунтах, является их слабое заземление и в результате тенденция к продольным и поперечным перемещениям под действием внешних условий и изменений технологических режимов перекачки.

Перепад температуры, на который рассчитан нефтепровод для сохранения устойчивого положения, определяется как разность максимальной температуры продукта в процессе перекачки и температуры замыкания уложенных в грунт секций.

При расчетном значении перепада температур в трубопроводе развиваются продольные сжимающие усилия в 1,5-1,7 МН. На выпуклых участках они стремятся выдавить нефтепровод из грунта. Расчеты говорят о том, что вес грунтовой засыпки не всегда уравнивает выдавливающее действие сжимающих усилий. В таких случаях требуется балластировка трубопровода.

Она осуществляется путем установки на трубу бетонных пригрузов или крепления ее хомутами к завинченным или забитым в грунт анкерам (вмороженным в районах вечной мерзлоты).

Выход трубопровода на поверхность чреват авариями, т.к. металл не рассчитан на сезонный перепад температур воздуха. Однако чаще всего выход сопровождается образованием арок и гофр, которые неизбежно приводят к его разрушению.

В процессе строительства трубопровод приобретает температуру ОПС, а после балластировки и обратной засыпки в нем возникают температурные деформации. Поэтому соблюдение проектных ограничений по температуре замыкания не обеспечивает абсолютной устойчивости трубопровода при дальнейшем естественном нагреве и в ходе эксплуатации. Следовательно, при проведении расчета трубопровода на устойчивость учитывается температура

					<i>Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

при строительстве, а не температура замыкания.

Обобщенный опыт сооружения и эксплуатации трубопроводов показывает, что они представляют собой системы, чрезвычайно чувствительные к изменениям температуры перекачки, окружающего массива грунта, гидрогеологических условий и др. Следовательно, существующие принципы проектирования не учитывают случайный характер внешних воздействий, не обеспечивают адаптацию трубопроводов к непрогнозируемым условиям среды и минимизацию их экологической опасности.

## 2.1 Оценка конструктивной надежности трубопровода

Безотказная работа любой конструкции или ее отдельного элемента определяется комплексом условий вида:

$$U = R_i - S_i > 0, \quad (2.2)$$

где  $U$  – функция надежности;  $i$  – тип предельного состояния, принятого за критерий отказа;  $S$  – расчетный показатель;  $R$  – предельное значение этого показателя.

Под задачей инженерной оценки КН трубопровода понимают отыскание вероятности справедливости неравенства (2.2), в котором фактор  $R$  относится к СВ или функциям, а фактор  $S$  – к детерминированным (скалярам или функционалам).

В качестве расчетных рассматриваются модели предельного состояния трубопровода, определяющие его прочность и деформируемость.

Таким образом, на стадии эксплуатации можно провести анализ фактической надежности трубопровода, базирующийся на конструктивных параметрах труб и их изменениях в действительных условиях перекачки.

Предпосылкой к оценке надежности конструкций трубопроводов следует считать условие (2.2). А. Р. Ржаницын в своих работах рекомендует в качестве функции надежности использовать запас прочности, равный разности обобщенных прочности и нагрузки. Метод оценки КН магистрального

					Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

трубопровода [45] основан на анализе исходного условия его расчета по деформируемости:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \frac{\Psi_3 \cdot R_2^{\text{н}} \cdot m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}}, [5] \quad (2.3)$$

где  $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu_0 \cdot \frac{p \cdot (D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta} - \alpha_t \cdot E_0 \cdot \Delta t \pm \frac{E_0 \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho}$  [5] – максимальное суммарное продольное напряжение в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

$\Psi_3$  – коэффициент, учитывающий двуосное напряженное состояние стали;

$R_2^{\text{н}}$  – нормативное сопротивление растяжению-сжатию, равное минимальному значению предела текучести, МПа;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода;

$k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности по назначению;

$p$  – рабочее давление, МПа;

$D_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубопровода, см;

$\delta$  – толщина стенки трубы, см;

$\alpha_t$  – коэффициент линейного расширения стали, град<sup>-1</sup>;

$E_0$  – модуль упругости стали, МПа;

$\Delta t$  – расчетный температурный перепад, положительный при нагревании, °С;

$\rho$  – минимальный радиус упругого изгиба, см;

$\mu_0$  – коэффициент Пуассона стали.

При сжимающих продольных напряжениях:

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \frac{(\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}})^2}{\left(\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}}} [5]; \quad (2.4)$$

при растягивающих:

$$\Psi_3 = 1 [5], \quad (2.5)$$

где  $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$  – кольцевые напряжения от нормативного давления, МПа:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{p \cdot (D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta} [5]. \quad (2.6)$$

Условие надежности, соответствующие (2.2), принимает вид:

$$\widetilde{\sigma}_{\text{пр}}^{\text{н}} < \Psi_3 \cdot \widetilde{R}_2^{\text{н}}, \quad (2.7)$$

					Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

где отсутствуют дифференцированные коэффициенты запаса.

При подстановке в условие (2.7) формулы (2.4) без дифференцированных коэффициентов запаса получаем:

$$\sqrt{(\widetilde{R}_2^H)^2 - 0,75 \cdot \widetilde{\sigma}_{кц}^2} - 0,5 \cdot \widetilde{\sigma}_{кц} > \widetilde{\sigma}_{пр}^H, \quad (2.8)$$

откуда

$$(\widetilde{R}_2^H)^2 > (\widetilde{\sigma}_{пр}^H)^2 + \widetilde{\sigma}_{кц}^2 + \widetilde{\sigma}_{пр}^H \cdot \widetilde{\sigma}_{кц}. \quad (2.9)$$

Для правой части (2.9) справедливо неравенство:

$$(\widetilde{\sigma}_{пр}^H)^2 + \widetilde{\sigma}_{кц}^2 + \widetilde{\sigma}_{пр}^H \cdot \widetilde{\sigma}_{кц} > (\widetilde{\sigma}_{пр}^H)^2 + \widetilde{\sigma}_{кц}^2 - \widetilde{\sigma}_{пр}^H \cdot \widetilde{\sigma}_{кц}. \quad (2.10)$$

Первая часть (2.10) согласно энергетической теории представляет собой квадрат эквивалентного напряжения  $\widetilde{\sigma}_{эқв}$ , отсюда условие (2.7) можно записать в виде:

$$\widetilde{R}_2^H > \widetilde{\sigma}_{эқв}. \quad (2.11)$$

Придав (2.11) применяемую для строительных конструкций форму (2.2), получаем:

$$\widetilde{S} = \widetilde{R}_2^H - \widetilde{\sigma}_{эқв} > 0. \quad (2.12)$$

В формуле (2.12) в роли обобщенной прочности выступает  $\widetilde{R}_2^H$  – второе нормативное сопротивление растяжению-сжатию металла труб и сварных соединений, равное пределу текучести, т.е.  $\widetilde{R}_2^H = \widetilde{\sigma}_T$ , а в роли обобщенной нагрузки – эквивалентное напряжение. Величины в выражениях (2.7)-(2.12) рассматриваются как статистически изменчивые.

Неравенства (2.11), (2.12) показывают, что условие надежности (2.7) из нормативного расчета МН по деформируемости соответствует требованию того, чтобы эквивалентное напряжение любого элемента стенки трубы в виде СВ или функции не превышало статистически возможный минимальный предел текучести металла труб. Следовательно, возникновение текучести в каком-либо ограниченном участке трубы должно расцениваться как наступление предельного состояния.

Разрушение МН обычно сопровождается зарождением и развитием

					Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

трещин основного металла и сварного шва, что свидетельствует о достижении предела прочности в зонах разрушения, зачастую при внутреннем давлении, меньшем нормативного.

Расчет МН на прочность, включая определение толщины стенки, основан на представлении предельного состояния как нарушения его целостности при появлении в стенке напряжений, равных пределу прочности материала:

$$\sigma_{\text{пр}N} \leq \frac{\Psi_2 \cdot R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} [5], \quad (2.13)$$

где  $\sigma_{\text{пр}N} = \mu_0 \cdot \frac{n \cdot p \cdot (D_H - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta} - \alpha_t \cdot E_0 \cdot \Delta t$  [5] – продольное осевое напряжение в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, т.е. без учета напряжений изгиба;

$\Psi_2$  – коэффициент, учитывающий двусное напряженное состояние металла трубы;

$R_1^H$  – нормативное сопротивление растяжению-сжатию, равное минимальному значению временного сопротивления, МПа;

$m$  – коэффициент условий работы трубопровода;

$k_1$  – коэффициент надежности по материалу;

$n$  – коэффициент надежности по нагрузке (от рабочего давления).

При сжимающих продольных напряжениях:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^2}{\left(\frac{m}{k_1 \cdot k_H} \cdot R_1^H\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{\frac{m}{k_1 \cdot k_H} \cdot R_1^H}} [5]; \quad (2.14)$$

при растягивающих:

$$\Psi_2 = 1 [5], \quad (2.15)$$

где  $\sigma_{\text{кц}}$  – кольцевые напряжения от рабочего давления, МПа:

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n \cdot p \cdot (D_H - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta}. \quad (2.16)$$

Условие надежности, соответствующие условию прочности (2.13), после преобразований принимает вид:

$$\tilde{S} = \widetilde{R}_1^H - \widetilde{\sigma}_{\text{ЭКВ}} > 0, \quad (2.17)$$

					Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

где  $\widetilde{R}_1^H$  – статистически возможное нормативное сопротивление растяжению-сжатию металла труб и сварных соединений, равное пределу прочности, т.е.  $\widetilde{R}_1^H = \widetilde{\sigma}_{вр}$ .

Таким образом, выражение для ВБР трубопровода из условия предотвращения недопустимых пластических деформаций согласно СНиП 2.05.06-85\* [5]:

$$P_1(u > 0) = P_1 \left\{ \left[ \Psi_3 \cdot R_2^H - \left( \mu_0 \cdot \frac{p \cdot (D_H - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta} - \alpha_t \cdot E_0 \cdot \Delta t \pm \frac{E_0 \cdot D_H}{2 \cdot \rho} \right) \right] > 0 \right\}. \quad (2.18)$$

Выражение для ВБР трубопровода из условия прочности согласно СНиП 2.05.06-85\* [5]:

$$P_2(u > 0) = P_2 \left\{ \left[ \Psi_2 \cdot R_1^H - \left( \mu_0 \cdot \frac{n \cdot p \cdot (D_H - 2 \cdot \delta)}{2 \cdot \delta} - \alpha_t \cdot E_0 \cdot \Delta t \right) \right] > 0 \right\}. \quad (2.19)$$

Вероятность распределения запаса прочности  $S$  в условиях (2.12), (2.17) можно записать в виде:

$$P(S) = \int_0^S f(S) dS, \quad (2.20)$$

где  $f(S)$  – плотность распределения вероятности запаса прочности.

Принимаем вероятность отказов пропорциональной числу элементов стенки трубы с отрицательным запасом прочности.

Зависимости между математическим ожиданием, дисперсией и СВ из (2.17) выражаются тождествами:

$$\bar{S} = \overline{R_1^H} - \overline{\sigma_{ЭКВ}} > 0; \quad (2.21)$$

$$\hat{S} = \sqrt{(\widehat{R_1^H})^2 - (\widehat{\sigma_{ЭКВ}})^2},$$

где  $\bar{S}$ ,  $\overline{R_1^H}$ ,  $\overline{\sigma_{ЭКВ}}$  – математические ожидания, а  $\hat{S}$ ,  $\widehat{R_1^H}$ ,  $\widehat{\sigma_{ЭКВ}}$  – дисперсии СВ  $\widetilde{S}$ ,  $\widetilde{R_1^H}$ ,  $\widetilde{\sigma_{ЭКВ}}$  соответственно.

Для нормального закона распределения вероятность распределения запаса прочности принимает вид:

$$P(S) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2\pi}} \int_0^S l^{\frac{(S-\bar{S})^2}{2 \cdot \sigma^2}} dS, \quad (2.22)$$

где  $\sigma$  – среднеквадратическое отклонение СВ  $S$ .

					Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Функцию распределения  $P(S)$  с помощью интеграла вероятности Гаусса  $\Phi(\gamma)$  можно представить:

$$P(S) = \frac{1}{2} + \Phi\left(\frac{S-\bar{S}}{\sigma}\right) = \frac{1}{2} + \Phi(\gamma), \quad (2.23)$$

где  $\gamma = \frac{S-\bar{S}}{\sigma}$  – характеристика безопасности, полученная А. Р. Ржаницыным;

$$\Phi(\gamma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^\gamma t^{\frac{\gamma^2}{2}} dt - \text{интеграл вероятности Гаусса.}$$

Следовательно, вероятность отказа:

$$V = P(0) = \frac{1}{2} - \Phi(\gamma). \quad (2.24)$$

При сравнении экономической эффективности технических решений сооружения МН с учетом показателей их надежности в конкретных условиях строительства и эксплуатации необходимо основываться на КН (в смысле безотказности). Данный подход позволяет фиксировать температурный перепад в стенке трубы от температуры замыкания монтажных захлестов до температуры перекачки в самый теплый период года, а также статистические изменения во времени внутреннего давления и других факторов, влияющих на надежность: толщины стенки, упругого изгиба, физико-механических свойств металла.

Эквивалентное напряжение как СВ:

$$\widetilde{\sigma}_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\widetilde{\sigma}_{\text{ЭКВ}}^2 + \widetilde{\sigma}_{\text{пр}}^2 - \widetilde{\sigma}_{\text{кц}} \cdot \widetilde{\sigma}_{\text{пр}}}. \quad (2.25)$$

Из данного выражения видно, что наибольшую опасность представляет разнонаправленное НДС при действии сжимающей продольной нагрузки (кольцевые нагрузки всегда растягивающие).

Главная особенность условий прокладки нефтепроводов в северных районах – действие продольных сжимающих напряжений, обусловленных температурным перепадом  $\Delta t$  от температуры фиксации расчетной схемы до температуры перекачиваемой среды. В таких случаях статистическому анализу подвергаются линейные участки, где продольные сжимающие напряжения суммируются с напряжениями от упругого изгиба по проектным радиусам  $\sigma_{\text{изг}}$

					<i>Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40



и от неровностей дна траншеи в пределах допуска на производство работ  $\sigma_{\text{изг.с}}$ . Согласно СНиП 2.05.06-85\* продольные напряжения в нефтепроводе от нормативных нагрузок и воздействий  $\widetilde{\sigma}_{\text{пр}}$  рассчитываются, исходя из условия полного его заземления, т.е. исключения поперечных перемещений:

$$\widetilde{\sigma}_{\text{пр}} = \mu_0 \cdot \widetilde{\sigma}_{\text{кц}} - \widetilde{\sigma}_t - \widetilde{\sigma}_{\text{изг}}; \quad (2.26)$$

в развернутом виде:

$$\widetilde{\sigma}_{\text{пр}} = \mu_0 \cdot \frac{\tilde{p} \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \delta} - \alpha_t \cdot E_0 \cdot \Delta \tilde{t} - \frac{E_0 \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \tilde{r}}, \quad (2.27)$$

где  $\widetilde{\sigma}_t$  – осевое напряжение от температурного перепада.

В соответствии с формулой (2.27) изменения продольных сжимающих напряжений значительно более интенсивны, чем изменения кольцевых. Подставляя в формулу (2.25) математическое ожидание кольцевого напряжения  $\overline{\sigma}_{\text{кц}}$  вместо случайного  $\widetilde{\sigma}_{\text{кц}}$ , получаем центрированное относительно кольцевого напряжения выражение для эквивалентного напряжения:

$$\widetilde{\sigma}_{\text{эkv}} = \sqrt{\overline{\sigma}_{\text{кц}}^2 + \widetilde{\sigma}_{\text{пр}}^2 - \overline{\sigma}_{\text{кц}} \cdot \widetilde{\sigma}_{\text{пр}}}. \quad (2.28)$$

При расчете надежности нефтепроводов необходимо учитывать износ металла стенки и старение изоляционного покрытия, что приводят к непрерывному снижению прочности. Износ металла стенки может быть представлен как процесс зарождения и аккумуляирования внутренних сдвигов и микротрещин в результате изменения полей напряжений и деформаций. В наибольшей степени износу подвержены области концентрации деформаций. Коррозия значительно ускоряет этот процесс.

Помимо непосредственного воздействия на НДС нефтепровода, рабочие и особенно аварийные пульсации давления создают дополнительные продольные усилия, а также случайные нагрузки, вызывающие локальные изгибы нефтепровода в грунте.

## 2.2 Математическая модель отказа

Главные причины, определяющие отказ как частичную или полную

					Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

утрату работоспособного состояния ЛЧ МН:

– местная или общая потеря устойчивости: местная проявляется как отклонение за нормативные пределы формы поперечного сечения трубы (вмятины, гофры, вздутия и т.д.), общая потеря определяется недопустимым искривлением продольной оси трубопровода (выпучиваниями, провесами, изгибами и т.д.);

– потеря прочности стенки трубы, приведшая к ее разрушению или критическим деформациям;

– местная потеря герметичности стенки без разрушения трубопровода (свищ, сквозная трещина и другие нарушения целостности стенки, не характеризующиеся спонтанным ростом повреждений и разрушением стенки трубы).

На основе указанных физических признаков отказа ЛЧ, можно заключить, что отказ – это событие, после которого дальнейшая перекачка по нефтепроводу (или его участку) с момента  $t = t_{\text{отк}}$  на нормативных параметрах недопустима.

Физический смысл количественной оценки отказа трубопровода, наступления предельного состояния или утраты работоспособности может быть представлен в единой рабочей гипотезе или едином механизме развития таких событий  $Q = f(t)$ . В качестве рабочей примем гипотезу: металл трубы однородный и не содержит концентраторов напряжений (дефектов стенки).

Определяем время до наступления отказа нефтепровода в виде аддитивной функции:

$$F_{\text{отк}} = t_I + t_{II} + t_{III}, \quad (2.29)$$

где  $t_I$  – время устойчивого состояния участка нефтепровода по критерию изменчивости КН; определяет длительность первой фазы развития отказа;

$t_{II}$  – время монотонного снижения КН до наступления критического уровня, при котором происходит интенсивное развитие отказа; определяет длительность второй фазы развития отказа;

$t_{III}$  – длительность завершающей фазы отказа.

					Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

Кинетика развития отказа нефтепровода в каждой фазе характеризуется следующими показателями:

$$\left. \begin{array}{l} I. \frac{dQ}{dt} \approx 0; \frac{d^2Q}{dt^2} \approx 0, \\ II. \frac{dQ}{dt} = const; \frac{d^2Q}{dt^2} = 0, \\ III. \frac{dQ}{dt} = var; \frac{d^2Q}{dt^2} > 0. \end{array} \right\} \quad (2.30)$$

Развитие отказа по условию (2.30) лежит в основе новой концепции утраты работоспособного состояния трубопровода без начальных дефектов.

С возрастанием нагрузки на участок трубопровода в течение некоторого интервала  $t$  общее время от момента возрастания нагрузки до отказа, соответствующее длительности второй фазы, можно записать:

$$t_{II} = \sum_{i=1}^k t_i, \quad (2.31)$$

где  $t_i$  – время локального фазового перехода, эквивалентное изменению напряжения в стенке трубы от  $\sigma_{t_{i-1}}$  до  $\sigma_{t_i}$ . При непрерывном изменении напряжения по принципу линейного суммирования получается:

$$\int_0^{t_{II}} \frac{1}{T_{II}(\sigma_t)} dt = 1, \quad (2.32)$$

где  $T_{II}(\sigma_t)$  – временная функция критерия прочности;

$t_{II}$  – расчетное время, необходимое для разрушения стенки трубы.

Условие (2.32) позволяет обосновать коэффициент запаса (надежности), обобщенно учитывающий особенности развития отказа конкретного нефтепровода. Он примет вид:

$$K = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \frac{t_i}{t_{II}}}, \quad (2.33)$$

где  $t_i$  – интервал времени безотказной работы трубопровода с напряжением в стенке  $\sigma_i$  в пределах нормативного  $\sigma_i$ ;

$t_{II}$  – длительность фазы развития отказа из (2.32).

Исследования и расчет коэффициента запаса по условиям (2.30), (2.32), (2.33) для различных категорий участков нефтепроводов позволяют определять

					Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

требуемые значения нормативных запасов по надежности, условно заданных в СНиП 2.05.06-85\* [5].

В настоящее время существует множество различных систем контроля НДС. Условно их можно разделить на три отдельные группы:

- системы оценки деформаций по сечению стенки трубы;
- системы оценки искривления участка вдоль продольной оси;
- системы оценки повреждения стенки трубы.

					<i>Анализ комплексной методики оценки рисков на основе расчета НДС нефтепровода</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

## 4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Трубопроводы являются относительно надежным и безопасным видом транспорта углеводородов. Но несмотря на это на них также происходят аварии и отказы с тяжелыми последствиями для общества и ОПС. Отсюда следует главная проблема эксплуатации нефтепроводов, а именно: достижение наилучшего режима работы на основе повышения их надежности [2, 3].

Одним из основных элементов, обеспечивающих это важное свойство, является выполнение расчета на прочность нефтепровода, отражающего действительные условия его эксплуатации. В свою очередь, основная задача такого расчета формулируется как задача определения НДС, обусловленного нагрузками и воздействиями, возникающими в различные периоды, и оценки уровня этого состояния исходя из их предельных значений. Поэтому объектом данного исследования выступают линейные участки МН и вспомогательное оборудование.

За последние годы наибольшее значение приобрели требования мирового сообщества и практически всех государств к социальной стороне деятельности организаций. Это в равной мере относится к организациям всех типов, размеров и форм собственности вне зависимости от их географического размещения, сферы деятельности, культурных и национальных традиций (IC CSR 26000:2011).

Социальная ответственность – ответственность организации перед людьми и данными им обещаниями за влияние ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение (ГОСТ Р ИСО 26000-2012).

Указанный термин неразрывно связан с понятием безопасности – состоянием защищенности, при котором с определённой долей вероятности

					<i>Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Воронков Д. М.			<b>Социальная ответственность</b>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Буркова С. П.					74	123
Консульт.		Грязнова Е. Н.				<b>НИ ТПУ Группа</b>		<b>ИПР 2Б3А</b>
И.о. зав. каф.		Бурков П. В.						

исключаются потенциальные угрозы и опасности, влияющие на условия жизни и здоровье людей, а также на состояние ОПС.

#### 4.1 Производственная безопасность

Факторы производственной среды и трудового процесса согласно ГОСТ 12.0.002-2014 [61] подразделяются на:

– опасные – факторы среды и трудового процесса, воздействие которых на работающего при определенных условиях приводит к травме или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, т.е. они могут быть причиной острого заболевания или смерти.

– вредные – факторы среды и трудового процесса, воздействие которых на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

Неблагоприятные условия труда могут вызвать профессиональное заболевание, временное или стойкое снижение работоспособности, повысить частоту инфекционных заболеваний и привести к нарушению здоровья потомства. К ним относятся чрезмерные:

- интенсивность;
- длительность;
- тяжесть;
- напряженность.

По природе опасные и вредные производственные факторы группируются на:

- физические;
- химические;
- биологические;
- психофизиологические.

С целью минимизации или полного исключения отрицательного влияния производственных факторов в процессе трудовой деятельности разработана

					Социальная ответственность	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

система законодательных актов и мероприятий, направленных на сохранение жизни и здоровья работающих – правила охраны труда (ОТ).

В соответствии с Федеральным законом № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» к категории опасных относятся объекты, на которых:

1) транспортируются:

– горючие вещества – жидкости, газы, пыли, способные самовозгораться, а также возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления;

– взрывчатые вещества – вещества, которые при определенных видах внешнего воздействия способны на очень быстрое самораспространяющееся химическое превращение с выделением тепла и образованием газов;

2) используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа [62].

Согласно приведенным выше признакам нефтепровод, его элементы и оборудование относятся к числу опасных производственных объектов (ОПО).

Для выполнения задачи оценки НДС нефтепровода в условиях эксплуатации наиболее распространены методы неразрушающего контроля с помощью внутритрубных приборов и ручных приборов диагностики, а также натурные методы тензометрирования.

При проведении внутритрубной инспекции ключевую роль играют КППСОД. Контроль ручными приборами и тензометрирование выполняются в трассовых условиях в ремонтном котловане. В местах производства данного вида работ существует вероятность возникновения вредных и опасных производственных факторов, чрезвычайных ситуаций (ЧС), а также негативного воздействия на ОПС. Основные элементы производственного процесса, формирующие данные факторы, ситуации и воздействия при технической диагностике МН приведены в таблице 4.1.

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

Таблица 4.1 – Опасные и вредные производственные факторы, возникающие в процессе технической диагностики нефтепровода

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [63])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>Полевые работы:</p> <p>- на КППСОД:</p> <p>1) очистка внутренней полости камеры и участка нефтепровода от нефти и отложений;</p> <p>2) калибровка нефтепровода;</p> <p>3) обследование нефтепровода профиломером;</p> <p>4) обследование нефтепровода внутритрубным магнитным и/или ультразвуковым дефектоскопом;</p> <p>- на трассе:</p> <p>1) земляные работы по разработке амбара и котлована;</p> <p>2) освобождение исследуемого участка нефтепровода от нефти;</p> <p>3) вырезка катушки безогневым методом;</p> <p>4) герметизация внутренней полости нефтепровода;</p>	<p>1) Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.</p> <p>2) Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>3) Физические и нервно-психические перегрузки.</p> <p>4) Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми.</p> <p>5) Недостаточная освещенность на рабочем месте.</p>	<p>1) Электрический ток.</p> <p>2) Острые кромки, заусенцы, шероховатость на поверхности заготовок, инструментов и оборудования.</p> <p>3) Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки и материалы.</p> <p>4) Пожаровзрывоопасность.</p>	<p>1) Параметры микроклимата устанавливают СанПиН 2.2.4.548-96 [64].</p> <p>2) Параметры воздуха рабочей зоны устанавливают ГОСТ 12.1.005-88 [66], ГОСТ 12.1.007-76 [94].</p> <p>3) Режим труда и отдыха определяет Трудовой кодекс Российской Федерации (ТК РФ) [68].</p> <p>4) Нормы биологической безопасности устанавливает ГОСТ 12.1.008-76 [69].</p> <p>5) Требования к освещению рабочих площадок устанавливают ВСН 34-91 [72], РД 75.180.00-КТН-057-10 [73], РД 153-39.4-130-2002 [74].</p> <p>6) Нормы электробезопасности устанавливают ГОСТ</p>



Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74 [63])		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
5) сварочно-монтажные работы по врезке интеллектуальной вставки; 6) контроль качества сварных соединений ручными магнитными, ультразвуковыми, рентгеновскими или вихретоковыми дефектоскопами; 7) выпуск воздуха и заполнение нефтепровода нефтью.			12.1.019-79 [77], ГОСТ 12.1.030-81 [78]. 7) Безопасную эксплуатацию машин и механизмов регулируют СНиП 12-03-2001 [79], СНиП III-4-80 [80]. 8) Нормы пожаровзрывобезопасности устанавливают ГОСТ 12.1.010-76 [81], ГОСТ 12.1.004-91 [91], ППБ 01-03 [92].

#### 4.1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

##### 1. Отклонение показателей микроклимата

Наиболее распространенным вредным фактором является отклонение показателей микроклимата. Важно учитывать особенности региона, где проложен нефтепровод, т.к. основные работы по диагностике производятся на открытых площадках. Территория производства работ в теплый период продолжительностью 130-140 дней имеет среднюю температуру около +16,5 °С, а в холодный период (до 220 дней) средняя температура воздуха составляет -23 °С. К тому же характерна высокая влажность 73 % с годовым количеством осадков в пределах от 448 до 669 мм. Средняя скорость ветра составляет 3,1 м/с.

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

Климат и условия при непосредственном производстве работ влияют на способность организма поддерживать тепловой баланс. При понижении температуры ограничивается теплоотдача, что снижает кровоток в кожных покровах и уменьшает влажность кожи. При повышении температуры происходят обратные процессы. Ограничение теплоотдачи при высокой температуре может привести к перегреву или тепловому удару. Таким образом, параметры воздуха влияют на терморегуляцию организма и тем самым способствуют снижению производительности работающего. Длительная и интенсивная работа на открытом воздухе может явиться причиной солнечного удара [64].

Для обеспечения безопасных условий работы созданы санитарные правила и нормы (СанПиН 2.2.4.548-96 [64]), определяющие допустимые и оптимальные параметры микроклимата. При отклонении от них работы считаются вредными или опасными. Так же работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в обязательном порядке должны быть обеспечены спецодеждой, снижающей неблагоприятное воздействие на них климата.

Объект исследования расположен на территории, приравненной к Крайнему Северу, поэтому к средствам индивидуальной защиты (СИЗ) должны предъявляться требования (по ГОСТ Р 12.4.236-2011 [65]), соответствующие показателям надежности, установленным для данного региона России. К ним относятся: спецодежда, обувь, средства защиты рук, головы, лица и глаз. СИЗ подбираются с учетом профессии и условий труда.

Работы в холодный период при определенных значениях температуры воздуха и скорости ветра должны быть приостановлены согласно таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Погодные условия, при которых приостанавливаются работы на открытом воздухе [66].

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
5,1-10,0	-25
10,1-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

### 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Вероятным вредным фактором является повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне. Частыми причинами этого служат передвижение спецтехники и различные виды работ, проводимых на трубопроводе.

Главный источник запыленности – пыль от технологических процессов. Оседая на коже и слизистых оболочках, она препятствует нормальной терморегуляции и может привести к дерматитам и раздражению. Причиной загазованности в первую очередь является транспортируемый продукт.

Для защиты жизни и здоровья рабочего персонала осуществляется регулярный контроль загазованности. Содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) в соответствии с гигиеническими нормативами ГН 2.2.5.1313-03 [67]. ПДК паров нефти составляет 10 мг/м<sup>3</sup> и относится к 3-му классу опасности.

Анализ газовой среды производится путем замеров или расчетов. При превышении ПДК необходимо немедленно прекратить работы, поставить в известность лиц, ответственных за производство работ, и принять меры к нормализации ситуации.

Для защиты от пыли применяются ватно-марлевые повязки, респираторы, фильтрующие противогазы, защитные очки и специальная одежда из пыленепроницаемой ткани [62]. При загазованности для защиты органов дыхания необходимо использовать шланговые противогазы типа ПШ-1, ПШ-2.

### 3. Физические и нервно-психические перегрузки

Данный фактор возникает вследствие тяжести, сложности и

монотонности выполняемых работ, эмоциональных перегрузок и приводит к развитию утомления персонала. Во избежание данных перегрузок необходимо соблюдать ТК РФ [68], режим труда и отдыха.

#### *4. Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми*

При производстве работ в теплый период повышается вероятность повреждения от укусов насекомых: комаров, слепней, мошки и др. Помимо этого насекомые могут переносить различные инфекции, приводящие к тяжелым последствиям (например, клещевой энцефалит) [69].

Для обеспечения безопасности работающие должны быть обеспечены спецодеждой, согласно ГОСТ Р 12.4.296-2013 [70], и отпугивающими средствами.

В случаях появления в зоне видимости опасных диких животных (медведей, волков, росомых и т.д.), ответственный за производство работ должен немедленно прекратить работы и укрыться с членами бригады в безопасном месте. Категорически нельзя контактировать с дикими животными, т.к. они могут переносить вирусные инфекции.

К СИЗ от повреждения насекомыми относятся сапоги с высоким голенищем, энцефалитные куртки и штаны, накомарники, перчатки и др., предотвращающие контакт насекомых с кожей работающих [71].

#### *5. Недостаточная освещенность на рабочем месте*

Освещенность рабочих мест оказывает значительное влияние на рабочий процесс. Недостаточное освещение снижает производительность труда и может привести к негативным последствиям для здоровья персонала.

Необходимые условия освещенности достигаются путем использования как естественного, так и искусственного освещения. Естественное освещение КППСОД и рабочего котлована обеспечивается производством работ в светлое время суток. Для поддержания освещенности в нормальных пределах в темное время суток используется искусственное освещение. Оно должно быть равномерным и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Уровень освещенности должен быть не менее

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

50 лк при лампах накаливания и не менее 100 лк при газоразрядных лампах [72]. По периметру площадки камеры организуется охранное освещение и устанавливаются светильники во взрывозащищенном исполнении [73]. На бровках рабочего котлована устанавливаются светильники и прожектора во взрывозащищенном исполнении. Для местного освещения необходимо применять светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В или аккумуляторные лампы, соответствующие по исполнению категории и группе взрывоопасной смеси [74].

#### **4.1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения**

##### *1. Электрический ток*

Опасность поражения рабочего персонала электрическим током для объекта исследования заключается:

- в вероятности контакта с оголенными проводами;
- в нарушении требований безопасности при заземлении электрооборудования;
- в отсутствие молниезащиты;
- в нарушении общих требований техники безопасности (ТБ) при работе с электрооборудованием.

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через его тело, а опасность представляет повышенное значение напряжения в ней. Одним из главных факторов, обеспечивающих безопасность, является заземление электрооборудования, а также организация молниезащиты зданий и сооружений. Необходимое условие использования электрооборудования заключается в изоляции токопроводящих частей, в устройстве защитного отключения, зануления, в применении оградительных устройств. Правила по ОТ при работе на электроустановках приведены в Приложении к приказу Министерства труда и социальной защиты

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

Российской Федерации от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [75].

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Биологическое действие электрического тока на организм человека, оказывающегося под напряжением, проявляется в судорожном сокращении различных групп мышц, в том числе мышц грудной клетки и сердца. Наибольшую опасность представляет нарушение сердечной деятельности вследствие фибрилляции – одновременного несогласованного сокращения отдельных волокон сердечной мышцы.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от:

- рода и величины тока и напряжения;
- частоты переменного тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия на организм человека.

Электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие технические способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);

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

- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциала;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсацию токов замыкания на землю;

СИЗ (изолирующие измерительные штанги и клещи, указатели напряжения, инструменты с изолирующими ручками, диэлектрические перчатки, диэлектрические сапоги и галоши, изолирующие подставки, диэлектрические коврики и дорожки и др. [76]).

Технические способы и средства применяют отдельно или в комплексе друг с другом, чтобы обеспечить оптимальную степень защиты.

Для безопасного производства работ в действующих электроустановках должны проводиться следующие организационные мероприятия:

- назначение ответственных лиц;
- оформление наряда-допуска или распоряжения на производство работ;

- допуск к производству работ;
- организация надзора за производством работ;
- оформление перерывов, окончания работ и переводов на другие рабочие места;
- установление рациональных режимов труда и отдыха.

Для безопасного производства работ в электроустановках следует выполнять:

- отключение установки или ее части от источника питания;
- проверку отсутствия напряжения;
- механическое запираение приводов коммутационных аппаратов;
- снятие предохранителей, отсоединение концов питающих линий и другие меры, исключающие ошибочную подачу напряжения к рабочему месту;
- заземление отключенных токоведущих частей;
- ограждение рабочего места или находящихся под напряжением токоведущих частей, к которым в процессе работы можно прикоснуться или приблизиться на недопустимое расстояние [77].

### *2. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования*

Наибольшую опасность данный фактор представляет при производстве работ по резке и шлифовке оборудования. Для защиты персонала необходимо обеспечивать его комплектом спецодежды, защитными перчатками и очками.

### *3. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы*

Основным источником механических опасностей в зоне производства работ являются строительные машины и механизмы. Требования к безопасной организации работ устанавливаются СНиП 12-03-2001 [79] и СНиП III-4-80 [80].

Перемещение, установка и работа спецтехники и транспортных средств вблизи выемок (котлованов, траншей, канав и т.п.) с неукрепленными откосами

					Социальная ответственность	Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



разрешаются только за пределами призмы обрушения грунта на расстоянии, установленном организационно-технологическими документами.

При отсутствии соответствующих указаний в проекте производства работ (ППР) минимальное расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайших опор машины допускается принимать по таблице 4.3.

Т а б л и ц а 4.3 – Минимальное расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайших опор машины [79]

Глубина выемки, м	Грунт ненасыпной			
	песчаный	супесчаный	суглинистый	глинистый
	Расстояние по горизонтали от основания откоса выемки до ближайшей опоры машины, м			
1,0	1,5	1,25	1,00	1,00
2,0	3,0	2,40	2,00	1,50
3,0	4,0	3,60	3,25	1,75
4,0	5,0	4,40	4,00	3,00
5,0	6,0	5,30	4,75	3,50

Запрещаются любые земляные работы при нахождении в рабочей зоне техники лиц, не задействованных в их выполнении или не успевших покинуть данную опасную зону [62].

Также источником механической опасности может являться транспортировка рабочих к месту производства работ и обратно. Основная причина – несоблюдение правил дорожного движения на дорогах общего пользования, в охранной зоне (ОЗ) МН и в пределах промышленной территории предприятия.

Для предотвращения несчастных случаев необходимо строго соблюдать правила ТБ при работе машин, механизмов и оборудования, а к их эксплуатации могут допускаться только лица, имеющие соответствующую квалификацию и прошедшие аттестацию.

#### 4. Пожаровзрывоопасность

При производстве работ существует вероятность возникновения пожара

или взрыва вследствие воспламенения паров нефти (предельно допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК) для паров нефти 2100 мг/м<sup>3</sup> [81]). В соответствии с частью 1 статьи 5 Федерального закона № 123-ФЗ [82] каждый объект должен иметь систему обеспечения пожарной безопасности, включающую в себя систему предотвращения пожара, систему противопожарной защиты, а также комплекс организационно-технических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

В целях предотвращения аварийных ситуаций, которые представляют для объекта пожаровзрывоопасность, необходимо контролировать соблюдение следующих требований для ЛЧ МН, согласно ВППБ 01-05-99 [83]:

– в целях обеспечения технической и пожарной безопасности МН устанавливается ОЗ;

– за состоянием ЛЧ МН должен осуществляться постоянный контроль (визуально, специальными приборами и устройствами), позволяющий определять и выявлять дефекты трубопровода и его оборудования в процессе эксплуатации;

– в ОЗ МН запрещается:

1. возводить любые постройки, устраивать стоянки автотранспорта, тракторов, машин и другого оборудования, проводить горные, карьерные, строительные и монтажные работы;

2. сооружать линии связи, воздушные, кабельные электросети и прокладывать трубопроводы различного назначения;

3. применение открытого огня (разведение костров, сжигание мусора, сухой травы и т.п.);

– в ОЗ подводных переходов запрещается устройство причалов, выделение рыболовных участков, проведение дноуглубительных, землечерпальных и других работ, а также прохождение плавучих средств со спущенными якорями, цепями и другими металлическими предметами, создающими угрозу механического повреждения подводной части нефтепровода;

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– трасса МН должна быть обозначена опознавательными знаками высотой 1,5-2,0 м через каждый километр, а также в местах поворота трассы. На пересечениях дорог должны устанавливаться предупреждающие плакаты «Огнеопасно, нефтепровод» с номером телефона эксплуатирующей организации и указанием ширины ОЗ;

– в местах пересечения МН с железными и автомобильными дорогами всех категорий устанавливается соответствующий дорожный знак, запрещающий остановку транспортных средств в пределах ОЗ, а также щит-указатель с наименованием эксплуатирующей организации и номером телефона;

– линейные обходчики, персонал службы эксплуатации нефтепроводов, обнаружив выход продукта или повышенную загазованность на трассе, должны немедленно сообщить об этом по радиии или с ближайшего пункта связи оператору перекачивающей станции, диспетчеру РНУ, установить на месте выхода продукта знаки безопасности. При разливе нефти вблизи населенного пункта, железной или шоссейной дороги обходчик должен принять первоочередные меры против взрывов, пожаров и предупреждения несчастных случаев;

– сооружения защиты от разлива нефти (обвалования, траншеи, сборники) должны содержаться в исправности, своевременно ремонтироваться, очищаться от продукта и заиливания;

– линейный персонал аварийно-восстановительного пункта (АВП), обслуживающий конкретные участки МН, должен иметь утвержденные руководством РНУ и согласованные с подразделениями Государственной противопожарной службы (ГПС) и органами местного самоуправления планы ликвидации аварий (ПЛА) на данных участках нефтепроводов;

– трассы нефтепроводов и линейные сооружения должны содержаться в исправном состоянии и чистоте. Их герметичность и исправность должны визуально контролироваться во время обхода и техобслуживания. Утечка продукта должна своевременно устраняться. Замазученный грунт необходимо

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

удалять в места, согласованные с ГПС, органами охраны природы и землепользователем;

- запорная арматура и установленные на МН приборы должны иметь защитные ограждения и защитные устройства, предупреждающие доступ к ним посторонних лиц;

- в случае повреждения нефтепровода или обнаружения выхода нефти при выполнении ремонтных работ на трассе, руководитель работ должен обеспечить отключение механизмов и электроустановок, вывести персонал, а при возможности и технические средства на безопасное расстояние, известить оператора или диспетчера ближайшей нефтеперекачивающей станции (НПС) и вызвать аварийную бригаду;

- сооружения и оборудование ЛЧ (задвижки, краны, вантузы и др. оборудование), а также их ограждения должны содержаться в исправном состоянии, а растительность в пределах ограждения систематически убираться;

- при работах в тоннеле следует предусматривать его эффективную вентиляцию: не менее 6 м<sup>3</sup>/мин воздуха на каждого работающего; скорость подачи воздуха не должна превышать 6 м/с;

- монтаж и ремонт нефтепроводов в тоннеле необходимо производить в строгом соответствии с ППР по письменному разрешению, утвержденному главным инженером организации;

- пожарная безопасность при проведении аварийно-ремонтных и эксплуатационных работ на ЛЧ (трассе) нефтепровода должна обеспечиваться боевым пожарным расчетом на пожарной автоцистерне, заполненной пенообразователем, выделяемой пожарной частью МВД или ведомственной пожарной охраны.

Помимо этого, должны соблюдаться и общие требования, предъявляемые к объектам повышенной опасности:

- все оборудование, применяемое для проведения работ, должно быть изготовлено во взрывозащищенном исполнении;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

- место проведения работ должно быть оборудовано необходимыми средствами пожаротушения;
- место проведения работ должно быть оборудовано средствами для оказания медицинской помощи при ожогах и прочих видах термического воздействия на организм человека;
- не допускается присутствие посторонних лиц на месте проведения работ;
- при работе с приборами допускаются рабочие, прошедшие проверку знаний по ОТ, электробезопасности, пожарно-техническому минимуму, промышленной безопасности и имеющие соответствующие удостоверения, а также удостоверения по ТБ и рабочей специальности;
- к работам допускаются лица, достигшие возраста 18 лет;
- работники должны иметь спецодежду и СИЗ;
- весь персонал должен быть ознакомлен с ТБ посредством инструктажей [81].

К необходимым относятся первичные средства пожаротушения. К ним относится следующее оборудование:

- ящики с песком;
- войлок (кошма) 1×1 м<sup>2</sup> или асбестовое полотно;
- огнетушители;
- водопроводная вода.

Песком тушат или собирают небольшие количества разлившихся легковоспламеняющихся (ЛВЖ), горючих жидкостей (ГЖ) и рассыпавшихся твердых веществ, которые нельзя тушить водой.

Одеяло из войлока (кошмы) или асбестовое полотно эффективно применяют на гладкой поверхности (по полу помещения) для тушения веществ и материалов, горение которых прекращается без доступа воздуха при полном покрытии очага пожара.

Огнетушители – переносные или передвижные устройства,

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

предназначенные для тушения очага пожара оператором за счет выпуска струи огнетушащего вещества с ручным способом доставки к очагу, приведения в действие и управления струей. В зависимости от содержащегося огнетушащего вещества и функционального назначения огнетушители делятся на углекислотные, воздушно-пенные, порошковые и аэрозольные [83].

## 4.2 Экологическая безопасность

### 4.2.1 Вредные воздействия на окружающую среду и мероприятия по их снижению

МН в основном проложены в труднодоступных районах, покрытых лесами, болотами и представленными многолетнемерзлыми грунтами. Значительные заболоченные участки Западной Сибири обуславливают большое количество разнообразных топей и озер. Необходимо учитывать и характерную для данного региона низкую среднегодовую температуру, которая составляет около  $-3,5$  °С. Этому способствует продолжительная зима и короткое лето.

Все работы по эксплуатации и обслуживанию объектов и систем МН должны выполняться в соответствии с природоохранными требованиями нормативных правовых актов Российской Федерации и ее субъектов, национальных стандартов Российской Федерации и иных нормативных документов в области охраны ОПС [84].

Негативные воздействия МН на ОПС представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Экологическое влияние аварий и инцидентов на МН

Геосферы	Влияние аварий и инцидентов
Атмосфера	Летучие углеводороды, входящие в состав нефти и нефтепродуктов в значительной степени разлагаются и испаряются с поверхности почвы, смываются водными потоками. Посредством испарения удаляется от 20 до 40 % легких нефтяных фракций. Летучие углеводороды, окислы азота под действием ультрафиолетового излучения образуют ядовитый смог,

Геосферы	Влияние аварий и инцидентов
Атмосфера	что приводит к значительному увеличению вредного воздействия [85].
Литосфера	Негативный эффект от тяжелых фракций нефти проявляется постепенно. Они малоподвижны и могут создавать устойчивый очаг загрязнения, затрудняющий очищение ОПС. Тяжелые нефти содержат значительное количество смол, асфальтенов и тяжелых металлов, которые оказывают токсичное воздействие на живые организмы и значительно ухудшают воднофизические свойства почв. Они цементируют поровое почвенное пространство. Попадание парафинов нефти ведет к нарушению влагообмена почвы на долгий срок. Они опасны тем, что, имея низкую температуру застывания, прочно закупоривают поры и каналы, по которым происходит обмен веществ между почвой и сопредельными средами [86].
Гидросфера	Нефть и нефтепродукты долго распадаются и с достаточной скоростью образуют на поверхности вод плотную водонепроницаемую пленки. Часть разлитой нефти растворяется и эмульгируется в воде, а часть растекается по поверхности виде пленочной нефти, препятствующей доступу воздуха и света. Для одной тонны нефти достаточно 10 минут, чтобы образовалось нефтяное пятно толщиной около 10 мм. Воздействие на водные объекты не приводит к стремительной массовой гибели организмов, однако это происходит в долгосрочной перспективе. Наиболее уязвимы птицы, проводящие большую часть жизни на воде. При контакте с нефтью разрушается оперение, раздражаются слизистые оболочки, спутываются крылья. Также к загрязнению очень чувствительны молодь рыб и личинки,

Геосферы	Влияние аварий и инцидентов
Гидросфера	<p>находящиеся в поверхностном слое воды. Растения водоемов полностью погибают при концентрации полиароматических углеводородов (ПАУ) около 1 %. Если разлив происходит в пресноводном объекте, тогда под негативным воздействием оказываются местное население и сельское хозяйство [87].</p> <p>ПДК нефтепродуктов составляют:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– для водоемов общесанитарного пользования – 0,3 мг/дм<sup>3</sup>;</li> <li>– для водоемов рыбохозяйственного назначения – 0,05 мг/дм<sup>3</sup>.</li> </ul>
Биосфера	<p>Любая форма серы, находящаяся в нефти (сероводород, сульфиды, меркаптаны, в свободном виде), оказывает токсическое воздействие на живые организмы. У растений происходит замедление роста, хлороз, некроз, нарушение функций фотосинтеза, дыхания и размножения. Обволакивая корни, тяжелые нефти и нефтепродукты резко снижают поступление влаги и минеральных веществ, что приводит к гибели растений. Эти вещества малодоступны микроорганизмам, процесс их деструкции идет очень медленно. Под влиянием углеводородов нефти отмечается гибель неустойчивых видов растений. Вследствие этого происходит обеднение видового состава растительности, формирование ее специфических ассоциаций вдоль технологических объектов, отклонение от нормального развития водных организмов. Изменяется химический состав растений, в них накапливаются органические (в том числе ПАУ) и неорганические загрязняющие вещества и в результате они погибают.</p>



Геосферы	Влияние аварий и инцидентов
Биосфера	Происходят значительные изменения в структуре биоценозов: сокращается состав почвенных обитателей, в водоемах обедняется видовой состав и численность ихтиофауны вплоть до полного замора, в наземных экосистемах изменяется численность птиц и млекопитающих [86].

#### 4.2.2 Разработка решения по обеспечению экологической безопасности

Риски негативного воздействия на ОПС устраняются соблюдением технологических режимов перекачки, своевременной экспертизой промышленной и экологической безопасности, проведением ВТД и трассовых работ.

Для предотвращения аварийного попадания опасных веществ в ОПС, принимается ряд технических решений:

- плановая техническая диагностика МН путем пропуска внутритрубных инспекционных снарядов или контроль состояния стенки и сварных швов ручными дефектоскопами;
- определение остаточного ресурса и сроков проведения ремонтов;
- текущий или капитальный ремонт МН;
- избирательная проверка состояния МН, подверженных наибольшей степени риска.

Указанные мероприятия позволяют существенно снизить вероятность инцидентов и аварий на ЛЧ, тем самым не допустив возможные экологические катастрофы.

Организации, эксплуатирующие ОПО, должны разрабатывать мероприятия по предотвращению негативного воздействия на ОПС,

рекультивации земель и благоустройству территорий, обеспечивать обезвреживание выбросов и сбросов загрязняющих веществ в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации экологической политикой Общества.

Для выполнения плана мероприятий по охране ОПС, ее восстановлению, а также для соблюдения природоохранных требований в организациях должен быть организован производственный экологический контроль [88].

Мероприятия по охране ОПС в процессе эксплуатации и обслуживания МН должны быть направлены на:

- предотвращение или снижение загрязнения поверхностных и подземных вод, земельных ресурсов и атмосферного воздуха;
- предотвращение развития и снижение активности опасных природных процессов (эрозии, карстообразования, обвалов, оползней, морозобойного растрескивания многолетнемерзлых грунтов, пучения и др.) в ОЗ МН и на прилегающих территориях;
- снижение негативного воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания;
- исключение нарушений путей массовой миграции животных, попадания их на объекты хранения шламов и отходов, под движущийся транспорт или столкновения с проводами;
- защиту животных от воздействий электромагнитных полей, шума, вибрации;
- снижение объемов и токсичности отходов производства и потребления [88].

Эксплуатация МН в местах пересечения водных преград, на заболоченной и обводненной местности нормируется ГОСТ 17.1.3.05-82 [30]. Требования к охране почв от загрязнения устанавливаются ГОСТ 17.4.3.04-85 [86].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						95
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние, при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и ОПС [89].

ЧС могут быть природного, техногенного, биолого-социального или военного характера. На трассе МН наиболее вероятен техногенный или природный вид ЧС.

К причинам природных ЧС можно отнести землетрясения, оползни, сели, сильные морозы и метели. При возникновении таких опасных явлений происходит смещение опор, изменение структуры и профиля грунта, что, в свою очередь, сопровождается увеличением НДС нефтепровода и может привести к образованию трещин, разгерметизации или порыву трубы.

Наиболее вероятными и разрушительными ЧС техногенного характера являются утечка нефти, пожар или взрыв ее паров. При добыче, транспортировке, переработке и хранении легковоспламеняющихся, горючих и взрывчатых веществах пожарной безопасности уделяется особое внимание. Но несмотря на это полностью исключить возможность ЧС не удастся [90].

При утечке нефти увеличивается вероятность возникновения пожара по причине неправильной эксплуатации электрооборудования; обрыва проводов, нарушения правил пожарной безопасности при сварочно-монтажных работах. Необходимо отметить длительную эксплуатацию трубопроводов, работающих под постоянной нагрузкой, и во многих случаях в условиях агрессивных сред. Указанные факторы приводят к разрушению магистральных систем и возникновению пожаров, наносящих огромный социальный, экономический и экологический ущерб.

При пожаре работник должен немедленно сообщить в пожарную охрану, непосредственному руководителю или оператору, а также по

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

возможности принять меры к эвакуации персонала, тушению пожара и сохранению материальных ценностей [91].

Важным элементом противопожарной безопасности являются первичные средства пожаротушения. На технологических объектах должны быть инвентарные описи закрепленного за каждым сооружением пожарного инвентаря и оборудования и правила пользования ими. Первичные средства пожаротушения по согласованию с пожарной охраной следует размещать вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, с обеспечением свободного доступа. Ручные огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах методами навески на пожарные щиты, стенды, на вертикальные конструкции на высоте не более 1,5 м от уровня пола до нижнего торца (днища) огнетушителя и на расстояние от двери, достаточном для ее полного открывания, в пожарных шкафах совместно с пожарными кранами или в специальных тумбах.

Весь противопожарный инвентарь и оборудование должны иметь окраску согласно ГОСТ 12.4.009-83 [93].

Для ликвидации выхода нефти из аварийного нефтепровода необходимо:

- остановить перекачку нефти;
- закрыть линейные задвижки и отключить аварийный участок нефтепровода;
- установить ограждения, препятствующие распространению нефти и организовать сбор разлившейся нефти;
- определить место и характер повреждения МН;
- определить объем утечки;
- организовать доставку людей и технических средств к месту повреждения;
- организовать ремонт поврежденного (разрушенного) участка магистрального трубопровода одним из способов, указанных ПЛА;
- испытать отремонтированный участок нефтепровода [94].

Персонал АВП должен:

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- проводить оперативную ликвидацию аварий;
- обеспечивать постоянную готовность к аварийно-восстановительным работам всех технических средств;
- постоянно повышать уровень профессионального мастерства путем обучения, тренировок и т.д.;
- содержать все объекты ЛЧ в состоянии, отвечающем требованиям НТД;
- осуществлять контроль за состоянием трассы на своем участке путем регулярного патрулирования;
- проводить плановые мероприятия на своем участке нефтепровода с целью недопущения и предупреждения аварий (участие и надзор за всеми работами, выполняемыми другими службами и организациями в ОЗ, проведение мероприятий технического обслуживания и ремонта согласно графику);
- своевременно пополнять запасы запчастей и горюче-смазочных материалов [94].

Дополнительные мероприятия по ликвидации пожара или утечки в каждом отдельном случае определяются руководителем работ, исходя из сложившейся обстановки с соблюдением всех мер безопасности [91].

#### **4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

##### **4.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Согласно ТК РФ [68] работник имеет право на:

- заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены трудовым законодательством;
- предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;
- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям ОТ и условиям, предусмотренным коллективным договором;
- своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						98
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;

- отдых, обеспечиваемый установлением нормальной продолжительности рабочего времени, сокращенного рабочего времени для отдельных профессий и категорий работников, предоставлением еженедельных выходных дней, нерабочих праздничных дней, оплачиваемых ежегодных отпусков;

- профессиональную подготовку, переподготовку и повышение своей квалификации в порядке, установленном трудовым законодательством;

- защиту своих трудовых прав, свобод и законных интересов всеми не запрещенными законом способами;

- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном трудовым законодательством;

- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами.

В свою очередь, работник обязан:

- добросовестно выполнять трудовые обязанности, возложенные на него трудовым договором;

- соблюдать правила внутреннего распорядка;

- выполнять установленные нормы труда;

- соблюдать требования по ОТ и обеспечению безопасности труда;

- бережно относиться к имуществу работодателя и других работников;

- немедленно сообщить работодателю или непосредственному руководителю о возникновении ситуации, представляющей опасность для жизни и здоровью людей, имущества работодателя.

Максимально допустимая продолжительность ежедневной рабочей смены для работников, занятых на производствах с вредными или опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		99

времени, не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе – 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее – 6 часов.

Коллективным договором может быть предусмотрено увеличение продолжительности ежедневной рабочей смены для работников, занятых на производствах с вредными или опасными условиями труда, только при соблюдении предельной еженедельной продолжительности рабочего времени и гигиенических нормативов условий труда, определенных трудовым законодательством Российской Федерации [68].

Режим работы для персонала, работающего вахтовым методом, организуется следующим образом. Устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, определенном ТК РФ, и доводится до сведения работников не позднее, чем за два месяца до введения его в действие.

Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день межвахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, части оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						100
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

– устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, предусматриваемых для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

– предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, предусматриваемых для лиц, постоянно работающих:

1. в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня;

2. в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера – 16 календарных дней.

Гарантии и компенсации работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности, устанавливаются ТК РФ.

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренный графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка).

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

Рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, сохранение здоровья и поддержание работоспособности персонала.

В организации должны проводиться проверка и оценка состояния ОТ и промышленной безопасности, включающие следующие уровни и формы контроля [62]:

– постоянный контроль работниками исправности оборудования,

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						101
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



приспособлений, инструмента, проверка наличия и целостности ограждений, защитного заземления и других средств защиты до начала работ и в процессе работы на рабочих местах согласно инструкциям по ОТ;

– периодический оперативный контроль, проводимый руководителями работ и подразделений предприятия согласно их должностным обязанностям;

– выборочный контроль состояния условий труда в подразделениях предприятия, проводимый службой ОТ согласно утвержденным планам.

При возникновении угрозы безопасности и здоровью рабочего персонала ответственное лицо обязано немедленно прекратить работы и принять все необходимые меры по устранению опасных факторов и эвакуации персонала в безопасное место [95].

Инструктажи по ТБ и обучение безопасным приемам и методам работы проводит инженер по ОТ (при наличии данной должности) или лицо, исполняющее его обязанности (ответственный за проведение работ из числа ИТР, начальник структурного подразделения или иное лицо, имеющее на это право).

Необходимо проведение регулярных учебно-тренировочных занятий для приобретения устойчивых навыков применения технических средств и приспособлений, СИЗ и соблюдения мер безопасности в период проведения производственных мероприятий.

Лица, виновные в нарушении правил ТБ и ОТ, несут ответственность (дисциплинарную, административную или иную) в порядке, определенном действующим законодательством [62].

					<i>Социальная ответственность</i>	<i>Лист</i>
						102
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Трубопроводы являются относительно надежным и безопасным видом транспорта углеводородов. Но несмотря на это на них также происходят аварии и отказы с тяжелыми последствиями для общества и ОПС. Отсюда следует главная проблема эксплуатации нефтепроводов, а именно: достижение наилучшего режима работы на основе повышения их надежности [2, 3].

Одним из основных элементов, обеспечивающих это важное свойство, является выполнение расчета на прочность нефтепровода, отражающего действительные условия его эксплуатации. В свою очередь, основная задача такого расчета формулируется как задача определения НДС, обусловленного нагрузками и воздействиями, возникающими в различные периоды, и оценки уровня этого состояния исходя из их предельных значений.

### 5.1 Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Наиболее эффективным способом получения информации о НДС нефтепровода является проведение его ВТД с помощью специализированных инспекционных поточных приборов. В качестве объекта данного исследования принят участок 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск».

Нормы времени на предварительную очистку и ВТД магнитным дефектоскопом (диаметр прибора 1020 мм) составлены на основе опыта выполнения работ на КППСОД согласно техническому регламенту на проведение очистки внутренней полости МН, ОР 13.01-74.30.00-КТН-005-5-02 [96] и приведены в таблице 5.1.

					<i>Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Воронков Д. М.</i>			<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Буркова С. П.</i>					103	123
<i>Консульт.</i>		<i>Романюк В. Б.</i>				<i>НИ ТПУ</i>		<i>ИПР</i>
<i>И.о. зав. каф.</i>		<i>Бурков П. В.</i>				<i>Группа</i>		<i>2Б3А</i>

Таблица 5.1 – Нормы времени на проведение предварительной очистки и ВТД магнитным дефектоскопом участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск» [96]

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады
1	Разгрузка оборудования (прибытие)	8	5
2	Предпусковая проверка работоспособности и тестирование основного и вспомогательного оборудования	8	3
3	Технологические переключения, открытие и закрытие задвижек	8	3
4	Стравливание газовой смеси	8	3
5	Освобождение КППСОД от нефти	2	3
6	Операции по запасовке очистного скребка	2	4
7	Заполнение КППСОД нефтью	3	3
8	Пропуск очистного скребка	1	3
9	Освобождение КППСОД от нефти и шлама	2	3
10	Операции по выемке скребка и очистке камеры	8	4
11	Освобождение КППСОД от нефти	2	3
12	Операции по запасовке скребка-калибра	2	4
13	Заполнение КППСОД нефтью	3	3
14	Пропуск скребка-калибра	1	3
15	Освобождение КППСОД от нефти и шлама	2	3
16	Операции по выемке скребка-калибра и очистке камеры	8	4
17	Освобождение КППСОД от нефти	2	3
18	Операции по запасовке профилемера	2	4
19	Заполнение КППСОД нефтью	3	3
20	Пропуск профилемера	1	3
21	Освобождение КППСОД от нефти	2	3
22	Операции по выемке профилемера и очистке камеры	8	4
23	Освобождение КППСОД от нефти	2	3
24	Операции по запасовке дефектоскопа	4	4

Продолжение таблицы 5.1

№ п/п	Наименование работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады
25	Заполнение КППСОД нефтью	3	3
26	Пропуск дефектоскопа	1	3
27	Освобождение КППСОД от нефти	2	3
28	Операции по выемке дефектоскопа и очистке камеры	8	4
29	Послепрогонное обслуживание (без переборки) оборудования	16	3
30	Контроль качества информации	1	2
31	Транспортировка и погрузочно-разгрузочные работы при пропуске	8	5
32	Загрузка оборудования (отъезд)	8	5
Итого		<b>139</b>	

Составляем линейный календарный график проведения работ по ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск» (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Линейный график проведения ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

№ п/п	Вид работ	Всего, часов	Сутки						
			1	2	3	4	5	6	
1	Подготовительные работы	86							
2	Диагностика	20							
3	Обслуживание и демонтаж оборудования	33							
Итого		<b>139</b>							

## 5.2 Расчет сметной стоимости проведения работ

Расчет сметной стоимости работ по ВТД производим ресурсным методом. Его суть заключается в калькулировании в текущих (прогнозных) ценах и тарифах ресурсов (элементов затрат), необходимых для реализации проектного решения. При составлении смет используются натуральные измерители расхода материалов и конструкций, затрат времени эксплуатации машин и оборудования, затрат труда рабочих, а цены на указанные ресурсы принимаются текущие (т.е. на момент составления смет). Использование данного метода позволяет определить сметную стоимость объекта на любой момент времени [97].

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы, а также амортизация основных фондов [97].

Проводим расчет сметной стоимости работ на предварительную чистку и один прогон дефектоскопа по инспектируемому участку МН. Определяем затраты на расходные материалы – рабочие элементы скребков и горюче-смазочные материалы (ГСМ) – и заносим результаты в таблицы 5.3, 5.4.

Таблица 5.3 – Расчет стоимости рабочих элементов скребков

№ п/п	Наименование материала	Норма расхода материала, шт.	Цена за единицу, руб./шт. [98]	Стоимость материалов, руб.
1	Ведущий диск	3	12960	38880
2	Чистящий диск	8	11885	95080
3	Опорный диск (манжета)	4	24634	98536
4	Мерный (калибровочный) диск	2	15478	30956
			Итого	<b>232496</b>

Таблица 5.4 – Расчет затрат на ГСМ при проведении ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

№ п/п	Марка автомобиля	Марка топлива	Цена за единицу, руб./л (с. Парабель на 06.2017 г.)	Расход топлива, л/100 км	Пробег в сутки, км	Стоимость ГСМ, руб.
1	УАЗ-452	АИ-92	36,4	16	50	1077,4
2	КамАЗ-манипулятор	ДТ	38,4	28	50	1989,1
					Итого	<b>3066,5</b>

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

- премии за производственные результаты; надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др.;

- начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, за совмещение профессий, за работу в выходные и праздничные дни и др.;

- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера или приравненным к ним местностям и др.;

- суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования [97].

На инспектируемом участке МН работают две бригады. В каждую из них входят два линейных трубопроводчика, лицо, ответственное за производство работ из числа ИТР, и два водителя. Результаты расчета заработной платы с учетом премии (1,7), районного (1,5) и северного (1,5) коэффициентов сводим в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Расчет заработной платы при проведении ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

№ п/п	Должность	Количество	Разряд/ категория	Часовая тарифная ставка, руб. (ЕТКС 2017 г.)	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
1	ИТР	1	1	157	69	36832,2
2	Трубопроводчик линейный	2	5	125	69	58650
3	Водитель автомобиля УАЗ-452	1	4	105	12	4284
4	Водитель автомобиля КамАЗ-манипулятор	1	7	114	33	12790,8
					Итого на 2 бригады	<b>225114</b>

Размер страховых взносов определяется в процентных долях фонда оплаты труда работников в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации. Базовая сумма страховых взносов складывается из отчислений в фонд социального страхования (ФСС), пенсионный фонд России (ПФР) и фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС) [97] (таблица 5.6).

Таблица 5.6 – Расчет страховых взносов [97]

В ФСС (2,9 %), руб.	В ПФР (22 %), руб.	В ФОМС (5,1 %), руб.	Итого (30 %)
6528,3	49525,1	11480,8	<b>67534,2</b>

Сумма амортизационных отчислений определяется, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, на основе утвержденных в установленном порядке норм амортизации [97]. Результаты расчета амортизационных отчислений представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчет амортизационных отчислений при проведении ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

№ п/п	Наименование объекта основных фондов	Количество	Балансовая стоимость, тыс. руб.		Годовая норма амортизации, % [99]	Сумма амортизации, тыс. руб./ смену
			Одного объекта	Всего		
1	Автомобиль УАЗ-452	1	248	248	11,1	2,3
2	Автомобиль КамАЗ-манипулятор	1	1762	1762	14,3	21
3	Очистной скребок типа СКР-1	1	204	204	25	4,3
4	Скребок-калибр типа СКТ	1	158	158	25	3,3
5	Профилемер типа ПВМ	1	236	236	25	4,9
6	Дефектоскоп магнитный типа MFL	1	685	534	25	14,3
					Итого	<b>50,1</b>

Из выше проведенных расчетов затрат определяем накладные расходы на проведение ВТД участка МН (таблиц 5.8).

Таблица 5.8 – Накладные расходы на проведение ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

№ п/п	Состав затрат	Сумма затрат, тыс. руб.	% накладных расходов [100]	Сумма накладных расходов, тыс. руб.
1	Материальные затраты	235,6	65	153,1
2	Затраты на оплату труда	225,1		146,3
3	Страховые взносы	67,5		43,9
4	Амортизационные отчисления	50,1		32,6
			Итого	<b>375,9</b>

Составляем общую смету затрат на проведение работ по ВТД участка МН (таблица 5.9) и представляем ее структуру в виде круговой диаграммы (рисунок

					<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109



5.1).

Таблица 5.9 – Смета затрат на проведение ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1	Материальные затраты	235,6
2	Затраты на оплату труда	225,1
3	Страховые взносы	67,5
4	Амортизационные отчисления	50,1
5	Накладные расходы	375,9
Итого собственных затрат		<b>954,2</b>



Рисунок 5.1 – Структура сметы затрат на проведение ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск» проводится рабочими бригадами АО «Транснефть – Диаскан»

(филиал в г. Томск) в соответствии с годовой программой диагностических работ по договору, стоимость которого представлена в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Стоимость договора на проведение ВТД участка 379-383 км трассы МН «Александровское – Анжеро-Судженск»

№ п/п	Статьи затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
1	Собственные затраты	954,2
2	Уровень рентабельности мероприятия (до 10 %)	95,4
3	Договорная цена мероприятия	1049,6
4	НДС (18 %)	188,9
Итого стоимость договора		<b>1238,5</b>

					<b>Финансовый менеджмент,                  ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы:

1. проведен тщательный аналитический обзор научно-технической литературы, посвященной оценке НДС и производственно-технологического риска;
2. проанализирована комплексная методика оценки рисков отказов нефтепровода на основе расчета его НДС;
3. по рассмотренной методике выполнены технологические расчеты ПП участка МН «Александровское – Анжеро-Судженск», показывающие, что при существующем положении со значительным запасом выполняются условия прочности, предотвращения недопустимых пластических деформаций, общей устойчивости и устойчивости положения (против всплытия), что свидетельствует о его высоком уровне надежности;
4. рассмотрены производственная и экологическая безопасность при проведении работ по технической диагностике исследуемого участка МН;
5. проведен технико-экономический анализ мероприятия по ВТД исследуемого участка МН и рассчитана сметная стоимость выполнения данных работ.

					<i>Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Воронков Д. М.</i>			<b>Заключение</b>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Буркова С. П.</i>					112	123
<i>Консульт.</i>						<b>НИ ТПУ</b>		<b>ИПР</b>
<i>И.о. зав. каф.</i>		<i>Бурков П. В.</i>				<b>Группа</b>		<b>2Б3А</b>

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Устойчивое развитие / Транснефть; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.transneft.ru/development/> (дата обращения: 15.02.2017).
2. Кутузова, Т. Т. Исследование конструктивной надежности линейной части магистральных нефтепроводов / Т. Т. Кутузова, А. А. Мороз // Проблемы экологии и энергосбережения в условиях Западной Сибири: тезисы докладов Международной научно-практической конференции ТюмГАСА. 3-4 декабря 1998 г. – Тюмень, 1998. – С. 37-39.
3. Малюшин, Н. А. Методы повышения надежности магистральных трубопроводов Западно-Сибирского региона / Н. А. Малюшин, А. А. Мороз, С. С. Рацен // Строительный вестник. – Тюмень, 1998. – № 2. – С. 11-13.
4. Мороз, А. А. Исследование эксплуатационной надежности линейной части магистральных нефтепроводов / А. А. Мороз, Т. Т. Кутузова // Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий: тезисы докладов Всероссийской научно-технической конференции ТюмГНГУ. 20-22 мая 1998 г. – Тюмень, 1998. – С. 33-35.
5. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.05.06-85\*. Магистральные трубопроводы. – Введ. 1986-01-01. – М.: ФГУП ЦПП, 2005. – 60 с.
6. Чеботарев, А. Г. Повышение надежности линейной части трубопроводов / А. Г. Чеботарев, Т. Л. Быкова // Материалы 47 Научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УфимГНТУ. Т. 1. – Уфа, 1996. – С. 77-78.
7. Эксперты: Правда о российских нефтепроводах / Транснефть; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.transneft.ru/pressReleases/view/id/10289/?re=ru> (дата обращения: 15.02.2017).

					<i>Анализ и выбор методики оценки рисков отказов магистральных нефтепроводов</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Воронков Д. М.			<i>Список использованной литературы и источников</i>	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Буркова С. П.					113	123
Консульт.								
И.о. зав. каф.		Бурков П. В.						
						<b>НИ ТПУ Группа</b>		<b>ИПР 2Б3А</b>

8. Антипьев, В. Н. Состояние и проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа в Западной Сибири // Нефть и газ Западной Сибири: тезисы докладов Международной научно-технической конференции. Т. 2. – Тюмень, 1996. – С. 98-99.
9. Иванцов, О. М. Пути повышения надежности трубопроводного транспорта // Строительство трубопроводов. – 1994. – № 6. – С. 8-11.
10. Диагностика, надежность, техническое обслуживание и ремонт нефтепроводов: сборник научных трудов / под ред. А. Г. Гумерова. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990. – 129 с.
11. Методика обеспечения надежности газопроводов / В. В. Харионовский [и др.] // Строительство трубопроводов. – 1996. – № 4-5. – С. 40-42.
12. Мазур, И. И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов / И. И. Мазур, О. М. Иванцов, О. И. Молдованов. – М.: Недра, 1990. – 264 с.
13. Алероев, Б. С. Оценки надежности линейной части магистрального трубопровода / Б. С. Алероев, И. А. Танкиев // Нефтепромышленное дело. – 1997. – № 2. – С. 17-19.
14. Методы определения остаточного ресурса нефтепроводов / В. Н. Антипьев [и др.]. – М.: Транспресс, 1995. – 48 с.
15. Стрелецкий, Н. С. К вопросу развития методики расчета по предельным состояниям. – М.: Стройиздат, 1971. – 189 с.
16. Вопросы надежности газопроводных конструкций: сборник научных трудов / под ред. В. В. Харионовского. – М.: ВНИИГАЗ, 1993. – 110 с.
17. Дорогин, А. Д. Расчет НДС подземного пространственно-линейного трубопровода / А. Д. Дорогин, Т. Т. Кутузова, И. Г. Павлова // Строительная механика и расчет сооружений. – 1991. – № 1. – С. 23-28.
18. Оценка технического состояния магистральных трубопроводов методом анализа иерархий / А. М. Короленок [и др.]. – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – 68 с.

					<i>Список использованной литературы и источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		114

19. Гумеров, С. А. Методы оценки ресурса элементов линейной части магистральных нефтепроводов / А. С. Гумеров, Р. С. Гумеров, К. М. Гумеров // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 8. – С. 36-37.

20. Инженерные проблемы сохранения надежности линейной части магистральных нефтепроводов в условиях их длительной эксплуатации / Г. Г. Тарабрин [и др.] // Трубопроводный транспорт нефти. – 1994. – № 5. – С. 12-14.

21. Харионовский, В. В. Проблемы ресурса газопроводных конструкций // Газовая промышленность. – 1994. – № 7. – С. 17-20.

22. Надежность газопроводных конструкций: сборник научных трудов / под ред. В. В. Харионовского. – М.: ВНИИГАЗ, 1990. – 187 с.

23. Боченов, Е. Е. Конструктивная надежность участков трубопроводов, находящихся в проектном положении / Е. Е. Боченов, Д. Л. Соколов // Исследования по механическому деформированию сред. – Иркутск: Изд-во ИрННТУ, 1991. – С. 97-101.

24. Зиневич, А. М. Развитие научных основ надежности трубопроводов // Строительство трубопроводов. – 1992. – № 2. – С. 15-18.

25. Димов, Л. А. Оценка механической надежности магистральных газопроводов / Л. А. Димов, Е. М. Богушевская // Проблемы развития газодобывающих и газотранспортных систем отрасли и их роль в энергетике Северо-Западного региона России: тезисы докладов конференции. 18-20 апреля 1995 г. – Ухта, 1995. – С. 160-161.

26. Диагностика, надежность, техническое обслуживание и ремонт нефтепроводов: сборник научных трудов / под ред. А. Г. Гумерова. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990. – 129 с.

27. Чирков, В. П. Нагрузки и воздействия, влияющие на надежность трубопроводных конструкций // Конструктивная надежность газопроводов. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – С. 10-22.

28. Харионовский, В. В. Анализ расчетных моделей трубопроводов / В. В. Харионовский, А. В. Петровский // Проблемы надежности газопроводных конструкций. – М.: ВНИИГАЗ, 1991. – С. 79-89.

					<i>Список использованной литературы и источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		115

29. Харионовский, В. В. К вопросу о продольных перемещениях подземных трубопроводов на болотах / В. В. Харионовский, В. В. Рудометкин, Л. А. Димов // Строительство трубопроводов. – 1992. – № 12. – С. 26-28.

30. Димов, Л. А. Деформационные характеристики неоднородного в горизонтальном направлении торфяного основания для трубы в траншее с учетом обратной засыпки: сборник научных трудов ВНИИСТа // Применение строительных материалов в нефтегазовой промышленности. – М.: ВНИИСТ, 1986. – С. 17-20.

31. Билобран, Б. С. НДС при выпучивании аркоподобного участка магистрального трубопровода // Некоторые вопросы исследования несущей способности элементов конструкции. – Львов: НУ «Львовская политехник», 1995. – С. 3-9.

32. Ольховый, И. М. К расчету надземных частей трубопроводов, лежащих на упругом основании // Математическое моделирование и прочность элементов конструкций. – Львов: НУ «Львовская политехника», 1997. – С. 43-49.

33. Шарыгин, В.М. Анализ состояния арки газопровода при всплытии // Применение строительных материалов и ресурсосберегающих технологий в нефтегазовой отрасли Севера. – М.: ВНИИСТ, 1990. – С. 11-17.

34. Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 287 с.

35. Егурцев, С. А. Концепция применения аэрокосмических методов для диагностирования системы магистральных трубопроводов и мониторинга окружающей среды // Научно-технический сборник серии «Диагностика оборудования и трубопроводов». – 1995. – № 3. – С. 12-23.

36. Комплексный подход к оценке фактического состояния подземных трубопроводов / Б. В. Сидоров [и др.] // Надежность газопроводных конструкций. – М.: ВНИИГАЗ, 1990. – С. 24-29.

37. Димов, Л. А. Совершенствование расчета подземных трубопроводов с позиции механики грунтов / Л. А. Димов, Т. М. Соломатина // Строительство

					<i>Список использованной литературы и источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		116

трубопроводов. – 1992. – № 4. – С. 13-14.

38. Димов, Л. А. Проектирование подземных газопроводов на болотах / Л. А. Димов, Е. М. Богушевская // Газовая промышленность. – 1994. – № 1. – С. 27-28.

39. Горяев, А. С. Разработка новых технологий стабилизации пространственного положения подземного трубопровода / А. С. Горяев, И. С. Хретинин // Повышение эффективности и надежности газотранспортных систем. – М.: ВНИИГАЗ, 1992. – С. 161-167.

40. Малюшин, Н. А. Снижение экономического риска при реконструкции подводных переходов нефтепроводов Западно-Сибирского региона / Н. А. Малюшин, А. А. Мороз, И. В. Миняйло // Проблемы экологии и энергосбережения в условиях Западной Сибири: тезисы докладов Международной научно-практической конференции ТюмГАСА. 3-4 декабря 1998 г. – Тюмень, 1998. – С. 11-13.

41. Современный передовой уровень техники и технологии обеспечения надежности и ремонта подводных газопроводов: обзор информации серии «Транспорт и подземное хранение газа» / А. П. Альшанов [и др.]. – М.: ВНИИЭГазпром, 1991. – 28 с.

42. Kershenbaum N. Y., Harrison G. E. Seabed irregularity in subsea pipeline spanning. The 5<sup>th</sup> International Conference on Offshore and Polar Engineering, The Hague, June 11-16, 1995, 8-14.

43. Fyrileiv O., Aamlid O., Venas A. Analysis of expansion curves for subsea pipelines. The 6<sup>th</sup> International Conference on Offshore and Polar Engineering, Los Angeles, May 26-31, 1996, 66-73.

44. Ржаницын, А. Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность. – М.: Стройиздат, 1978. – 240 с.

45. Иванцов, О. М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1985. – 232 с.

46. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия. – Введ. 1986-01-01. – М.: [б.и.], 1986. – 35 с.

					<i>Список использованной литературы и источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		117



47. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов. – М.: [б.и.], 1986. – 29 с.
48. Карта-схема трубопроводов / АО «Транснефть – Центральная Сибирь»; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://centralsiberia.transneft.ru/about/schema/> (дата обращения: 28.04.2017).
49. Строительные нормы и правила (СНиП) 23-01-99\*. Строительная климатология. – Введ. 2000-01-01. – М.: Госстрой России, 2003. – 109 с.
50. Строительные нормы и правила (СНиП) 2.01.07-85\*. Нагрузки и воздействия. – Введ. 1989-01-01. – М.: Госстрой России, 2003. – 58 с.
51. Методические рекомендации по сбору инженерно-геологической информации и использованию табличных геотехнических данных при проектировании земляного полотна автомобильных дорог. – Введ. 1981-01-01. – М.: ГПИ «Союздорпроект», 1981. – 22 с.
52. Тугунов, П. И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов / П. И. Тугунов [и др.]. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
53. Малоуглеродистые низколегированный конструкционные стали обыкновенного качества / «Стройтехмаш»; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://mashteh.ru/tehpape\\_31.html](http://mashteh.ru/tehpape_31.html) (дата обращения: 28.04.2017).
54. Строительные нормы и правила (СНиП) III-42-80\*. Магистральные трубопроводы. – Введ. 1981-01-01. – М.: ФГУП ЦПП, 2005. – 74 с.
55. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов: учебно-практическое пособие / Под общ. ред. д. т. н. проф. Ю. Д. Земенкова. – М.: «Инфа-Инженерия», 2006. – 928 с.
56. Вишневская, Н. С. Решение типовых задач при сооружении магистральных трубопроводов: методические указания / Н. С. Вишневская, М. М. Бердник. – 2-е изд., стереотип. – Ухта: УГТУ, 2014. – 39 с.
57. Бризол / Стройпортал MAINAVI; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mainavi.ru/strojmaterialy/brizol/> (дата обращения: 28.04.2017).

					<i>Список использованной литературы и источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		118

58. Лента Полилен / Системы инженерного снабжения SIS; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://sis-truba.ru/lenta-polilen> (дата обращения: 28.04.2017).

59. Ведомственные нормы. Строительство подводных переходов газопроводов способом направленного бурения. – Введ 1998-08-01. – М.: ИРЦ Газпром, 1998. – 86 с.

60. Свод правил (СП) 107-34-96. Балластировка, обеспечение устойчивости положения газопроводов на проектных отметках. – Введ. 1996-10-01. – М.: Минстрой России, 1996. – 27 с.

61. ГОСТ 12.0.002-2014. ССБТ. Термины и определения. – Введ. 2016-06-01. – М.: Стандартиформ, 2016. – 32 с.

62. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (в ред. от 21.07.1997) // Собр. законодательства РФ. – 1997. – № 30. – Ст. 3588.

63. ГОСТ 12.0.003–74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 1976-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 4 с.

64. Санитарные правила и нормы (СанПиН) 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введ. 1996-10-01. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 2001. – 20 с.

65. ГОСТ Р 12.4.236-2011. ССБТ. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. – Введ. 2011-05-26. – М.: Стандартиформ, 2011. – 32 с.

66. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 1981-01-01. – М.: Стандартиформ, 2006. – 50 с.

67. Гигиенические нормативы (ГН) 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Введ. 2003-06-15. – М.: Российский регистр потенциально опасных химических и биологических веществ Минздрава России, 2003. – 268 с.

					<i>Список использованной литературы и источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		119

68. Трудовой кодекс Российской Федерации. Официальный текст: текст Кодекса приводится по состоянию на 1 января 2017 г. – М.: Статус, 2017. – 280 с.

69. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. – Введ. 1977-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1999. – 2 с.

70. ГОСТ Р 12.4.296-2013. ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие технические требования. Методы испытаний. – Введ. 2013-11-22. – М.: Стандартинформ, 2014. – 12 с.

71. ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – Введ. 1990-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. – 8 с.

72. Ведомственные строительные нормы (ВСН) 34-91. Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной и газовой промышленности. – Введ. 1991-01-04. – М.: Миннефтегазпром СССР, 1991. – 57 с.

73. Руководящий документ (РД) 75.180.00-КТН-057-10. Нормы проектирования узлов запуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных нефтепроводов. – Введ. 2010-02-24. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2010.

74. Руководящий документ (РД) 153-39.4-130-2002. Регламент по вырезке и врезке «катушек» соединительных деталей, заглушек, запорной и регулирующей арматуры и подключению участков магистральных нефтепроводов. – Введ. 2002-10-08. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2003. – Т. 1. – 105 с.

75. Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок: приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 г. № 328н // Собрание законодательства Российской Федерации. – 2013. – № 22. – Ст. 2809.

76. Руководящий документ (РД) 34.03.603. Правила применения и

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованной литературы и источников	Лист
						120

испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технические требования к ним. – Введ. 1992-11-19. – М.: Минтопэнерго РФ, 1993. – 71 с.

77. ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – Введ. 1980-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 7 с.

78. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – Введ. 1982-07-01. – М.: Государственный комитет по стандартам, 1992. – 10 с.

79. Строительные нормы и правила (СНиП) 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования. – Введ. 2001-09-01. – М.: Госстрой России, 2001. – 48 с.

80. Строительные нормы и правила (СНиП) III-4-80\*. Техника безопасности в строительстве. – Введ. – 1981-01-01. – М.: Госстрой России, 2000. – 25 с.

81. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 1978-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 7 с.

82. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ (в ред. федеральных законов от 10.07.2012 № 117-ФЗ, от 02.07.2013 № 185-ФЗ) // Собр. законодательства РФ. – 2008. – № 30. – Ст. 3579.

83. ВППБ 01-05-99. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов открытого акционерного общества «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть». – Введ. 1999-08-01. – М.: [б.и.], 1999. – 143 с.

84. ГОСТ 55435-2013. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения. – Введ. 2013-11-01. – М.: Стандартинформ, 2014. – 53 с.

85. Грибанов, А. А. Воздействие газопроводов на окружающую среду [Электронный ресурс] // II Международная научно-практическая конференция молодых ученых «Геоэкология и рациональное природопользование: от науки к

					<i>Список использованной литературы и источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		121

практике». – Белгород. – 2011. – Режим доступа: [http://ggf.bsu.edu.ru/Conferences/Conf\\_2011/Materials/Gribanov.htm](http://ggf.bsu.edu.ru/Conferences/Conf_2011/Materials/Gribanov.htm) (дата обращения: 02.05.2017).

86. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения. – Введ. 1986-07-01. – М.: Стандартинформ, 2008. – 4 с.

87. ГОСТ 17.1.3.05-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. – Введ. 1983-01-01. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1983. – 1 с.

88. Тетельмин, В. В. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе: учебное пособие / В. В. Тетельмин, В. А. Язев. – Долгопрудный: Интеллект, 2009. – 352 с.

89. ГОСТ Р 22.0.02-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий. – Введ. 1996-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2000. – 16 с.

90. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. – Введ. 1997-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 10 с.

91. ГОСТ 12. 1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 1992-07-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. – 83 с.

92. ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – Введ. 2003-06-30. – М.: [б.и.], 2003. – 184 с.

93. ГОСТ 12.4.009-83. ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. – Введ. 1985-01-01. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2005. – 10 с.

94. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 1977-01-01. – М.: Стандартинформ, 2007. – 7 с.

					<i>Список использованной литературы и источников</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		122

95. Руководящий документ (РД) 13.110.00-КТН-260-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Правила безопасности при эксплуатации объектов ОАО «АК «Транснефть». – Введ. 2015-02-17. – М.: ООО «НИИ Транснефть», 2015.

96. Отраслевой регламент (ОР) 13.01-74.30.00-КТН-005-5-02. Регламент планирования, выполнения диагностики и анализа ее результатов на магистральных нефтепроводах ОАО «АК «Транснефть». – Введ. 2002-11-28. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2003. – Т. 1. – 80 с.

97. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г. Ю. Боярко [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 166 с.

98. Каталог внутритрубных снарядов / Научно-производственная компания ООО «Апродит»; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.aprodit.ru/Aprodit-catalog-ru.html> (дата обращения: 13.05.2017).

99. О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР: постановление Совета министров СССР от 22 октября 1990 г. № 1072 / Электронный фонд правовой и нормативно-технической документации; [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/9004957> (дата обращения: 13.05.2017).

100. Методический документ в строительстве (МДС) 81-33.2004. Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве. – Введ. 2004-01-12. – М.: Госстрой России, 2004.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованной литературы и источников	Лист
						123