

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК УДК <u>622.692.4.053-048.34</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Ляпин А.А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубин А.Г.	к.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шарф И. В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Н.В.	к.т.н, инженер		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

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:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Ляпину Александру Александровичу

Тема работы:

Исследование методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов
ОАО «Томскнефть» ВНК

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

07.06.2017 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Напорные нефтепроводы ОАО «Томскнефть» ВНК на кото

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический))

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Цели и задачи исследование методов повышения эксплуатационной надежности; аналитический обзор по литературным источникам; анализ методов обеспечения надежности; проверка на прочность и устойчивость напорного нефтепровода; составление модели надежности; программы надежности; социальная ответственность; экономическая обоснованность.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Графические материалы оформлены в виде презентации Microsoft PowerPoint</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, доцент
«Социальная ответственность»	Маланова Наталья Викторовна, инженер
Раздел на английском языке	Коротченко Татьяна Валерьевна, доцент

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

обзор литературы; анализ методов обеспечения надежности нефтепроводов; проверка прочности и устойчивости напорного нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК; построение моделей надежности напорного нефтепровода в среде excel; программы надежности; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; социальная ответственность.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	06.09.2016 г
---	--------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубин Алексей Геннадьевич	к.х.н.		06.09.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Ляпин Александр Александрович		06.09.2016

Реферат

Выпускная квалификационная работа 108 с., 6 рис., 27 табл., 39 источников, 1 прил.

Ключевые слова: напорный нефтепровод, эксплуатационная надежность, расчет, модель надежности, программа надежности, охрана труда.

Объектом исследования является напорный нефтепровод.

Цель работы – анализ методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов «Томскнефть» ВНК.

В процессе исследования проводились расчет на прочность и устойчивость, построение моделей надежности. Рассмотрены вопросы разработки программ надежности. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования была построена модель надежности и спрогнозирована эксплуатационная надежность в будущем. На основании полученных результатов было выявлено, что требуется составление программ надежности для увеличения эксплуатационной надежности.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: описаны методы обеспечения надежности нефтепроводов, модель надежности для напорного нефтепровода, возможные варианты повышения надежности для напорных нефтепроводов.

Область применения: для напорных нефтепроводах «Томскнефть» ВНК.

Экономическая эффективность/значимость работы позволит повысить эксплуатационную надежность, что в свою очередь приведет к меньшим потерям при транспортировке нефтепродукта.

В будущем планируется составлять программы надежности для напорных нефтепроводов «Томскнефть» ВНК, чтобы повысить эксплуатационную надежность.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе приведены термины с соответствующими определениями:

авария: Событие, заключающееся в переходе системы из одного уровня эффективности функции на другой, более низкий

надежность: Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, транспортирования и хранения.

безотказность: Свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени.

вероятность безотказной работы: Вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ объекта не возникнет.

интенсивность отказов: Условная плотность вероятности возникновения отказа объекта, определяемая при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник.

CAPEX: Капитал, используемый компанией для приобретения или модернизации физических активов (жилой и промышленной недвижимости, оборудования, технологий).

ОРЕХ: Повседневные затраты компании для ведения бизнеса, производства товаров и услуг.

Оглавление

Введение.....	7
Обзор литературы.....	9
1 Анализ методов обеспечения надежности нефтепроводов.....	27
2 Проверка прочности и устойчивости напорного нефтепровода ОАО «Томскнефть» ВНК	32
2.1 Расчет толщины стенки напорного нефтепровода.....	33
2.2 Проверка на прочность в продольном направлении напорного нефтепровода.....	34
2.3 Проверка кольцевых и эквивалентных напряжений.....	35
2.4 Проверка в продольном направлении общей устойчивости трубопровода.....	36
3 Построение моделей надежности напорного нефтепровода в среде excel.....	40
3.1 Построение модели надежности методом наименьших квадратов.....	42
3.2 Построение модели надежности методом экспоненциальной регрессии.....	46
3.3 Построение модели надежности графическим методом – построение линии тренда	47
4 Программы надежности.....	50
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	61
5.1 Подбор основного оборудования для прокладки напорного нефтепровода.....	61
5.2 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы.....	62
5.3 Подбор вспомогательной спецтехники.....	63
5.4 Расчет объемов и стоимости материалов, необходимых для строительства напорного нефтепровода.....	65
5.5 Затраты на оплату труда.....	67
5.6 Затраты на страховые взносы.....	69
6 Социальная ответственность.....	74
6.1 Производственная безопасность.....	74
6.2 Экологическая безопасность.....	81
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
Заключение.....	87
Список литературы.....	88
Приложение А.....	92

Введение

Нефтепроводы в экономике России находятся на одной из центральных позиций. Вопросы безопасной и надежной эксплуатации нефтепроводов охватывают не только систему нефтепроводного транспорта, но и многие другие различные отрасли, кроме этого значительно влияют на достижение задач, составленных в концепции энергетического прогресса России. Современное состояние нефтепроводов можно охарактеризовать длительным сроком эксплуатации и при увеличении объемов перекачки нефти по ним. Обеспечение эксплуатационной надежности нефтепроводов в таких условиях делается довольно актуальным. Технологическое оборудование, изделия и трубы по различным причинам имеют дефекты, прогрессирующие в ходе эксплуатации нефтепровода, техническое диагностирование нефтепроводов и анализ их технического состояния являются требуемыми составляющими обеспечения надежности.

Инциденты и аварии промысловых нефтепроводов являются причиной существенных потерь. По консервативной оценке эти потери достигают 1,5 млрд. рублей. Вследствие неблагоприятных условий эксплуатации число аварий на нефтепроводах ежегодно растет. Средние темпы роста аварийности увеличиваются, достигая 30 процентов в год, пропорционально возрастают и потери. Ранняя потеря целостности трубопроводами и их преждевременная замена делают затраты на транспорт добываемой продукции неоправданно высокими и требуют мер, направленных на снижение уровня аварийности. Снижение аварийности до уровня 0,1 шт./км*год означало бы сокращение ежегодных потерь на 600 – 1000 млн.руб.

Тема научной работы выбрана согласно Энергетической стратегии РФ (распоряжение Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. №

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ляпин А.А.			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубин А.Г.				7	112
Консульт.					ТПУ ТХНГ гр. 2БМ5А		
И.О.Зав.каф		Бурков П.В.					
<i>Исследование методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК</i>					Введение		

1715-р), в которой ставится целью увеличение эффективного использования природных энергетических ресурсов. Целью данной работы является исследование методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО "Томскнефть" ВНК. Задачи поставлены в работе следующие:

- 1) Провести обзор литературы по данной тематике;
- 2) Сделать анализ методов обеспечения надежности;
- 3) Проверить на прочность и устойчивость напорный нефтепровод ОАО "Томскнефть" ВНК;
- 4) Построить модель надежности напорного нефтепровода;
- 5) Предложить программы надежности;
- 6) Выявить наиболее перспективную программу надежности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Обзор литературы

Эксплуатационная надежность трубопроводов является его свойство выполнять заданные функции в течение требуемого промежутка времени с сохранением в установленных пределах всех характерных параметров. Данная способность раскрывается через систему объективных критериев технического состояния трубопровода, которые обуславливают его нормативную работоспособность в режиме активного воздействия эксплуатационных факторов. Исходя из этого, уровень эксплуатационной надежности определяется техническим состоянием трубопровода [9].

Основные понятия надежности (безотказность, долговечность, сохраняемость, ремонтпригодность и т.д.), параметры, которые характеризуют надежность (интенсивность отказа, среднее время наработки на отказ и т.д.) представлены в ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения [17].

Ясин Э.М. «Надежность магистральных трубопроводов» впервые изложены научные основы обеспечения надежности трубопроводов.

Рекомендации и выводы, показанные в работе, сделаны по результатам анализа обширных статистических данных по фактической надежности действующих трубопроводов. В книге дан анализ надежности нефтепроводов, рассмотрены основные факторы, которые приводят к повреждениям арматуры и линейной части. Показан статистический материал по надежности основных сооружений и технологических объектов. Описаны способы оценки уровня надежности нефтепроводов, учитывая способы технического обслуживания [12]. Показаны основные результаты общесистемных способов повышения надежности по наиболее оптимальному проектированию. Такие как

					Исследование методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Ляпин А.А.				Лит.	Лист
Руковод.		Зарубин А.Г.					Листов
Консульт.							9
И.О.Зав.каф		Бурков П.В.					112
					Обзор литературы		
					ТПУ ТХНГ эр. 2БМ5А		

резервирование переходов через реки и болота, агрегатов на станцию, переключения между параллельными нефтепроводами.

Анализируются характерные черты построения системы технического обслуживания нефтепроводов как одного из способов обеспечения требуемого уровня надежности. Авторами впервые сформулировано определение «надежность нефтепровода»: «... Надежность магистрального нефтепровода есть свойство этой технической системы в заданных условиях эксплуатации в рассматриваемый промежуток времени обеспечивать перекачку по трубопроводу нефти или нефтепродукта в установленном объеме и качестве».

В данные условия эксплуатации включают удержание безопасных режимов, регламенты обслуживания, исполнение технических ограничений по охране окружающей среды и так далее.

В работе Черняева В.Д. «Эксплуатационная надежность магистральных нефтепроводов» рассмотрена диагностика технического состояния труб к оборудованию, оперативное управление надежностью магистральных трубопроводов. Уделено внимание вопросам надежности при экстенсивных режимах эксплуатации, при реконструкции и модернизации оборудования. Приведены технико-экономические показатели повышения надежности нефтепроводов [10].

В учебном пособии С.В. Дейнеко Описываются основы теории надежности систем трубопроводного транспорта газа и нефти и их применение на практике для решения инженерных и научных задач. Показана классификация и анализ отказов нефтепроводов, и переработка статистических данных по отказам. Разбираются методы оценки надежности нефтепроводов на стадии эксплуатации и обеспечения надежности на стадии проектирования. Исследуется теория, показатели надежности и критерии восстанавливаемых и невосстанавливаемых систем. Описана методология исследования и оценки эксплуатационной надежности трубопроводных систем; методика создания моделей надежности объектов нефтепроводов; методика создания структурных схем надежности нефтепроводов; способы оценки достоверности построенных

						Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			10

эксплуатации трубопроводов по критерию надежности и оценка дефектности труб по заданной вероятности безотказности.

Проблема надежности нефтепроводов появилась с 1960 годов. Надежность нефтепроводов полностью идентифицируется со способностью обеспечивать бесперебойное функционирование [16].

Рассмотрим основные понятия надежности, которые нам потребуются для описания нефтепровода, которые представлены в таблице 1 [17].

Таблица 1 – Основные понятия надежности для нефтепровода

Термин теории надежности	Определения
Исправное состояние	Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической документации
Неисправное	Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической документации
Работоспособное состояние	Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической документации
Неработоспособное состояние	Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической документации
Предельное состояние	Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна
Повреждение	Событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния
Отказ	Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта
Наработка	Продолжительность или объем работы объекта
Наработка до отказа	Наработка объекта от начала эксплуатации до возникновения первого отказа
Срок службы	Календарная продолжительность эксплуатации до перехода в предельное состояние

Опираясь на эти понятия теории надежности, проиллюстрируем состояние нефтепровода с течением времени. Результат представлен на рисунке 1.

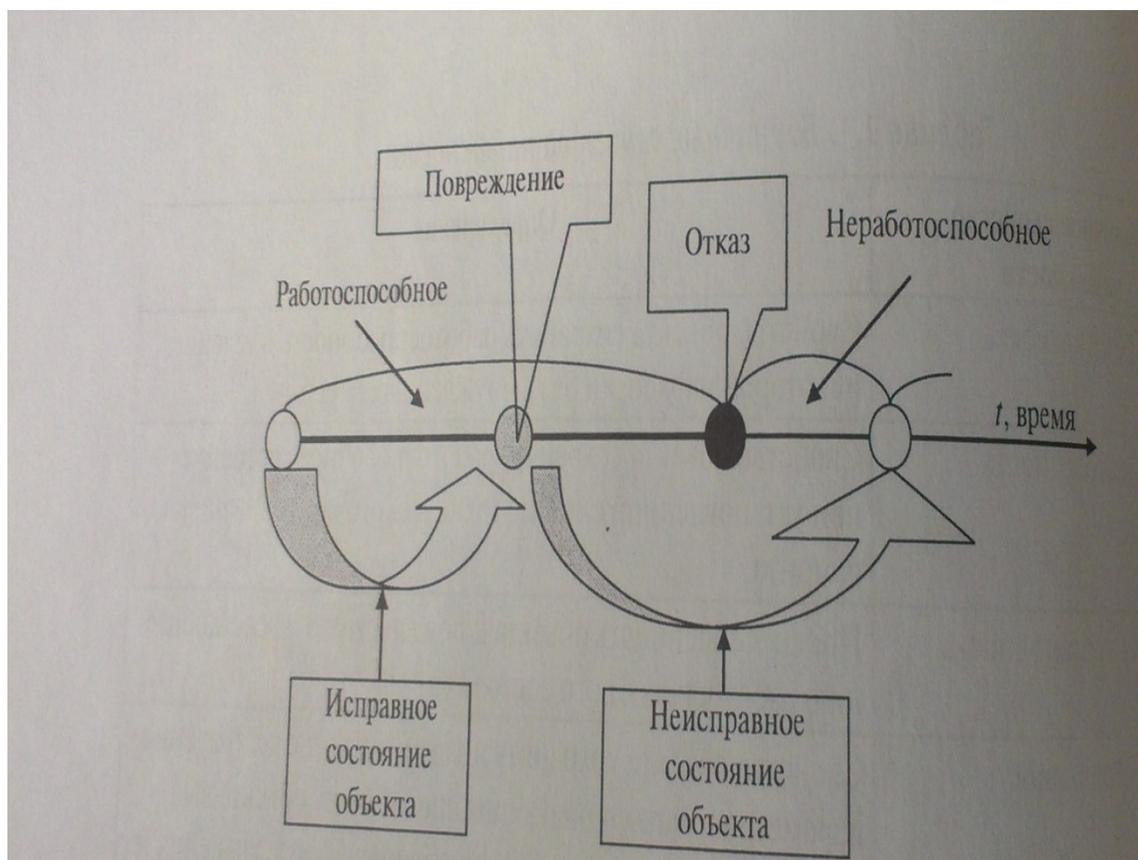


Рисунок 1 – Изменение состояния нефтепровода во времени

Из рисунка один видно, что повреждение на нефтепроводе не всегда означает его отказ. Рассмотрим, какие виды отказов могут быть.

Отказы объекта делятся на частичные, при которых есть возможность с ограничением использование объекта и на полные, которые служат причиной к потере работоспособности [4]. Полным отказом для линейной части нефтепровода, к примеру, будет его разрушение, в качестве частичных отказов может быть уменьшение сечения трубопровода из парафинов. При частичных отказах возможно использовать нефтепровод с ограничениями по давлению или по расходу.

Помимо этого, отказы можно разделить на такие группы: по времени наступления – постепенный отказ или внезапный, по взаимосвязи с другими отказами – независимый или зависимый, кроме этого по причинам

возникновения – конструктивный, производственный или эксплуатационный, а также по последствия – критические или не критические (существенные или не существенные). На рисунке 2 приведём структурную группы отказов и их определения.



Рисунок 2 – Классификация отказов

Для того чтобы определить состояние нефтепровода проводится техническая диагностика, которая использует методы, определяющие состояние объекта разрабатывает стратегию предупреждения и действий при аварийных ситуациях.

Уровень надежности нефтепровода при эксплуатации зависит не только использованных мер для повышения надежности в данный момент времени, но и от этапа проектирования и этапа сооружения трубопровода. Соответственно задачи и требования надежности и их выполнение осуществляется в течение всего жизненного цикла нефтепровода. Рассмотрим, какие задачи стоят перед людьми для обеспечения требуемого уровня надежности на разных этапах жизни нефтепровода.

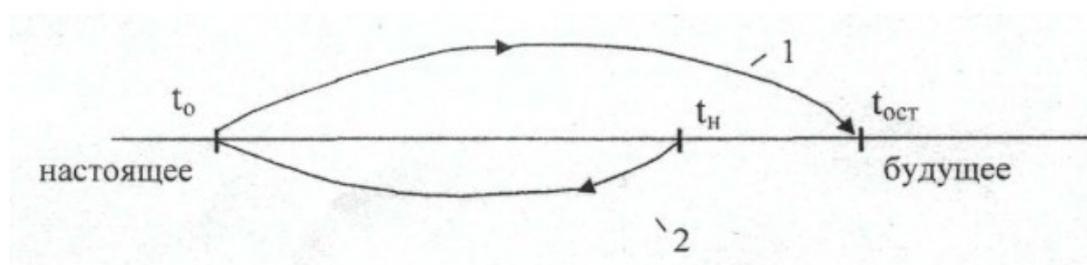
Этап проектирования. На этой стадии задаются первоначальные показатели надежности нефтепроводов при учете линейных участков, конструктивных схем отдельных элементов и технологических особенностей [4]. Также принимаются во внимание материалы, которые используются, находятся способы повышения долговечности и безотказности нефтепроводов в присущих условиях окружающей среды. На этапе проектирования разрабатывают нормативы.

Этап сооружения. На этой стадии выполняются задачи, относящиеся к нахождению методов проведения предпусковых испытаний линейной части повышенным давлением для нахождения производственных дефектов и к разработке способов технологического контроля строительно-монтажных работ.

Этап эксплуатации. На этом этапе ищутся ответы на проблемы, которые связаны с разработкой способов и методов поддержания свойств надежности и определения технического состояния нефтепроводов, сформулированных на этапе проектирования, с разрабатыванием способов обеспечения надежности. Этап эксплуатации содержит сбор и обработку данных статистики об ущербах и отказах, о надежности работы отдельных элементов трубопроводных систем, создание моделей надежности трубопроводных систем, способов

финансовые ресурсы и работы, которые нужны для достижения главной цели будущего развития исследуемого объекта, с помощью различных путей. В соответствии с этим нормативный прогноз показывает необходимые потребности (ресурсы, меры и т.п.) и имеет направление из настоящего к будущему [19].

Содержанием нормативного прогноза надежности нефтепроводов является определение средств и путей, требуемых для обеспечения безопасности, надежности режимов загрузки объекта прогнозирования для достижения назначенного ресурса, определенного в качестве цели. Графическая интерпретация поискового (1) и нормативного (2) прогнозирования показана на рисунке 3.



$t_{ост}$ – остаточный ресурс, t_n – назначенный ресурс

Рисунок 3 – Графическая интерпретация поискового (1) и нормативного (2) прогнозирования

Обратим внимание, что разрыв между $t_{ост}$ и t_n обусловлен следующими причинами:

1) остаточный ресурс оценивается приблизительно, так как ресурс в общем является случайной величиной;

2) для нефтепроводов, у которых достижение предельного состояния может сопутствоваться тяжелыми последствиями (опасностью нарушения экологического равновесия, невозполнимым материальным ущербом и т.п.), кроме этого при недостаточности методов и средств контроля технического состояния нефтепроводов и прогнозирования их остаточного ресурса задают

Стоимость ликвидации последствий и штрафные санкции на сегодняшний день весьма велики и, вероятнее всего, будут повышаться в будущем. Поэтому необходимо свести к минимуму вероятность возникновения аварийных ситуаций и их последствия.

Повреждения нефтепроводов зарождаются из-за действия двух групп факторов. Первая группа связана со снижением несущей способности нефтепровода, вторая - с ростом воздействий и нагрузок.

Снижение несущей способности нефтепровода появляется из-за старения металла и дефектов в стенке труб. Дефекты труб обычно делят на четыре группы: строительные, эксплуатационные, металлургические и технологические. Дефекты металлургического происхождения возникают при выплавке металла, сварке труб и прокате листа и трубопроводов. К этим дефектам, в основном, относятся неметаллические включения (нитриды, сульфиды, оксиды и т.п.), расслоения, прожоги, непровары, и др. Технологические дефекты образуются в процессе изготовления труб и листового материала, к этим дефектам относятся вмятины, раковины, закаты, смещения кромок сварного соединения, прожоги, трещины в шве и околошовной зоне, дефекты сварных швов, отклонение геометрических размеров сварного шва, кроме этого продольные риски, заусеницы, канавки на наружной поверхности, царапины. При строительстве и ремонте часто образуются дефекты механического повреждения, а при эксплуатации - дефекты коррозионного типа (коррозионные язвы, сплошная коррозия, межкристаллитная и питтинговая коррозия). Механические повреждения стенки труб - это риски, гофры, вмятины, царапины и др. [3].

Факторы второй группы проявляются при эксплуатации действующего нефтепровода. В процессе эксплуатации на нефтепровод действует целый ряд силовых факторов. К их числу относятся внутреннее давление, напряжения от воздействий окружающего трубопровода грунта и температур перекачиваемой нефти, различные подвижные и статические нагрузки, давление слоя грунта над трубой, сейсмические воздействия и деформация земной поверхности. Эти

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Ущерб от возможных аварий не ограничивается только указанными факторами. Существенное значение имеют также экономические показатели функционирования. Отказы основных технологических объектов, вызывая полную остановку перекачки или частичное снижение производительности на участке, отрицательно отражаются на выполнении назначенной функции - поставке нефти потребителям.

Экономическая эффективность трубопроводного транспорта нефти достигается на основе повышения степени использования сооружений и оборудования, снижения эксплуатационных и капитальных затрат [3]. Отказы сооружений и оборудования приводят к снижению степени их использования, повышают затраты на ремонтные работы. Как итог ухудшаются экономические показатели эксплуатации.

Анализ показателей эксплуатационной надежности действующих нефтепроводов показывает, что требуется дальнейшее более широкое внедрение мер по повышению надежности на основе прогрессивных и прошедших апробацию на производстве существующих средств и методов, а также разработка новых методов с учетом последних достижений техники и науки.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

1 Анализ методов обеспечения надежности нефтепроводов

Основной задачей безопасной и надежной эксплуатации нефтепроводов является уменьшение отказов, которые связаны с разрушением изделий и металла труб. Для ее решения нужно разработать оптимальные режимы загрузки трубопроводов и оборудования опираясь на их фактическое техническое состояние, использовать технологии с научным обоснованием и осуществлять ремонт их конструктивных элементов. Важное значение для обеспечения безопасности эксплуатации нефтепроводов представляет создание научно обоснованных способов оценки их остаточного ресурса опираясь на средства и методы технического диагностирования. На сегодняшний день в литературе накопилось приличное количество работ, которые освещают эту проблему.

Известные работы включают ряд средств и методов обеспечения надежности нефтепроводов, включая выбор подходящих материалов и изделий, этапы проектирования, строительства и эксплуатации.

Изделия и материалы, которые применяются для строительства трубопроводов, обязаны соответствовать государственным стандартам, техническим требованиям заказчика, техническим условиям изготовителя и другим нормативным документам, которые утверждены в установленном порядке.

Для сооружения трубопроводов согласно с нормативными документами требуется применять трубы спиральношовные, электросварные прямошовные, стальные бесшовные и трубы других специальных конструкций, которые изготовлены из полуспокойных и спокойных низколегированных и углеродистых сталей, диаметрами до 500 мм включительно, из полуспокойных и спокойных низколегированных сталей – диаметрами до 1020 мм

Каждое сварное соединение труб требуется полностью проверить

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Ляпин А.А.			<i>Исследование методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК</i>			
Руковод.		Зарубин А.Г.						
Консульт.								
И.О.Зав.каф		Бурков П.В.						
					1 Анализ методов обеспечения надежности нефтепроводов	Лит.	Лист	Листов
							27	112
					ТПУ ТХНГ гр. 2БМ5А			

физическими неразрушающими методами контроля.

Большая часть труб нефтепроводов, которая находится в эксплуатации до нынешнего времени, изготовлено из углеродистых сталей марок Ст20, Ст3 и др. и низколегированных и малоуглеродистых сталей марок 14ГН, 17ГС, 09Г2С, 14ХГС, 19Г.

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) сварных соединений и металла труб R_{n1} и R_{n2} берутся равными соответственно минимальным значениям предела текучести и временного сопротивления, которая принимается по техническим условиям и государственным стандартам на трубы.

Прочности подземного трубопровода дается оценка опираясь на сопоставление возникающих в нем усилий от действующих механических нагрузок с теми усилиями, приводящие трубопровод в предельные состояния. Ключевое в методе предельных состояний для трубопроводов состоит в том, что исследуется такое напряженное состояние трубопровода, при котором дальнейшая его эксплуатация невозможна. За предельное состояние принимается разрушение трубопровода, и по этой причине расчетное сопротивление находится исходя из временного сопротивления δ_e материала труб. Определение усилий от расчетных воздействий и нагрузок, возникающих в отдельных элементах трубопроводов, находится способами строительной механики.

Расчетная схема трубопровода обязана отображать действительные условия его эксплуатации. Также требуется рассмотреть периоды строительства трубопровода, эксплуатации при режиме с проектной производительностью, капитального и аварийного ремонтов трубопровода.

Нахождение толщины стенки, отталкиваясь от характера напряженного состояния трубопровода считается по двум формулам. Первая позволяет определить толщину стенки при отсутствии продольных сжимающих напряжений, а другая когда присутствуют продольные сжимающие напряжения.

Применение труб, у которых характеристики отвечают нормативным требованиям, при правильном выполнении требований нормативных документов по проектированию и строительству, при высококачественном проектировании и строительстве обеспечивается довольно высокая надежность нефтепровода, в особенности, если будет выполнена предпусковая диагностика.

Соединительные детали трубопроводов - отводы, переходники, тройники и днища (заглушки) – изготавливаются, отвечая отраслевым или государственным стандартам или техническим условиям из листовой стали или труб. Также в готовых соединительных деталях сталь обязана удовлетворять требованиям, которые предъявляются к металлу труб.

Конструкция регулирующей, предохранительной и запорной арматуры обязана обеспечивать герметичность, которая соответствует I классу по ГОСТ 9544-93 «Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов». Запорная арматура имеет опорную лапу при диаметре более 400 мм для установки на фундамент. Материалы, которые применяются для арматуры, обязаны обеспечивать безопасную и надежную ее эксплуатацию.

Научно обоснованный выбор организационных, технологических, и технических решений, которые направлены на обеспечение безопасности и надежности нефтепроводов, предоставит допустимый уровень техногенных рисков, который связан с их эксплуатацией.

Так как безопасность и надежность обуславливаются фактическим техническим состоянием сооружений и оборудования и фактическим уровнем напряженного состояния, нужно дальнейшее совершенствование их нахождения.

Также ухудшение в течение времени механических свойств металла труб эксплуатации трубопроводов оказывает отрицательное влияние на показатели надежности трубопроводов, в особенности на перенапряжённых участках, и этот фактор нужно учитывать при составлении мероприятий для повышения надежности длительно эксплуатируемых трубопроводов.

На стенках труб находятся различные дефекты, которые возникают

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

в процессе изготовления труб, получения листового металла, при их транспортировке и эксплуатации в условиях трассы. Мероприятия для повышения надежности нефтепровода обязаны предусматривать определение безопасных сроков эксплуатации изделий и труб с дефектами. Дефектоскопы, которые имеются в настоящее время, предоставляют возможность определить многие из известных дефектов, особенно крупных размеров. Однако на основе современных методов механики деформируемых систем не освещены вопросы классифицирования дефектов по скорости развития дефектов и степени опасности. С такими вопросами непосредственно сопряжены остаточные ресурсы нефтепроводов, надежность эксплуатации и проблемы предотвращения аварийности на них.

Показатели надежности закладываются при проектировке, обеспечиваются при изготовлении и поддерживаются в процессе эксплуатации этого объекта. Исходя из этого, образуются основные направления повышения работоспособности нефтепроводов. Решение этой трудной проблемы можно найти лишь при комплексном подходе, который охватывает все жизненные стадии объекта (проектирование, изготовление и эксплуатацию).

При эксплуатации трубы нефтепроводов по степени технического состояния переходят из работоспособного состояния в предельное и неработоспособное состояния из-за развивающихся повреждений различного рода. Переход из неработоспособного состояния в работоспособное состояние осуществляется путем восстановления несущей способности труб с недопустимыми дефектами и аварийного ремонта в случае разрушения труб.

По данным Управления по надзору в газовой и нефтяной промышленности Госгортехнадзора России, каждая четвертая авария случается из-за ошибок, которые допустили при выборе конструкции, расчете и монтаже трубопроводов. Более половины аварий на трубопроводах связаны с накоплением повреждений в сварных швах и металле трубы, которые преимущественно происходят на перенапряженных участках.

Исходя из статистики анализа аварий на линейной части

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	1 Анализ методов обеспечения надежности				

нефтепроводов, использование комплексных методов внутритрубной диагностики и повышение качества и объема капитального ремонта давали результат к обеспечению надежности на достаточно высоком уровне.

Одним из способов повышения экологической безопасности и надежности является рациональное размещение запорной арматуры по трассе, за счет которых можно локализовать повреждение нефтепровода в пределах между двумя ближайшими задвижками.

Большую роль в решении проблемы снижения ущерба от аварий, повышения безопасности эксплуатации, учитывая требования сохранения окружающей среды должны сыграть современные типовые решения, система технических требований на оборудование, изделия, материалы, требования к параметрам, определяющим эксплуатационную надежность и экологическую безопасность.

Воздействие множества факторов оказывает существенное влияние на работоспособность и надежность нефтепроводов и показывает сложность оценки их технического состояния. Эта оценка образуется из данных приборного контроля (измерительные, внутритрубные приборы, акустическо-эмиссионное оборудование, приборы измерения потенциалов труба – земля и сплошности изоляционных покрытий и др.), дополнительного дефектоскопического контроля, который осуществляется выборочно в наиболее опасных или вызывающих сомнение местах, результатов обследования, анализа и испытания металла из вырезанных при аварии и на особо опасных участках нефтепровода "катушек", многолетних показаний измерений потенциала труба - земля и материалы об аварийности на тех или иных участках, сроках службы металла труб и изоляции, их марках, качестве и свойствах, цикличности работы нефтепровода и его отдельных участков и т.д.

Высокое значение имеет анализ надежности. Анализ работоспособности и надежности нефтепроводов обязан проводиться группой аналитиков из числа высококвалифицированных специалистов с привлечением сотрудников проектных и научных организаций.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5А	Ляпину Александру Александровичу

Институт	Кафедра	
Уровень образования	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
магистр		

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Напорные нефтепроводы компании «Томскнефть» ВНК расположенные в северной части Томской области. При обслуживании нефтепровода, могут возникать порывы, вследствие коррозионного износа стенки трубы или иных других происшествий. В связи с этим имеет место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</p> <p>Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу) Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные факторы». ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности». ГОСТ 12.1.012-90 «Вибрационная безопасность». ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Превышение уровня шума 2. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу 3. Климатические условия 4. Недостаток естественного света
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства 	<p>Опасные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Механические травмы при основных видах работ 2. Взрывоопасность 3. Пожароопасность

защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	
3. Охрана окружающей среды: - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	При обслуживании напорного нефтепровода воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения. Обслуживание трубопровода сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; - повреждением почвенно-растительного покрова; - изъятием земель;
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Чрезвычайные ситуации на напорном нефтепроводе могут возникнуть в результате повреждения нефтепровода механически или вследствие коррозии.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

06.04.2017г

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Маланова Наталья Викторовна	к.т.н., инженер		06.04.2017г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Ляпин Александр Александрович		06.04.2017г

6 Социальная ответственность

Объект исследования: Рабочей зоной являются напорные нефтепроводы, которые соединяют между собой установки предварительного сброса воды (УПСВ) и установку подготовки нефти (УПН). Тип прокладки трубопровода – подземный, а сама труба уложена в траншею. Вся рабочая зона находится под охраной. На территории объекта находятся металлические ограждения, знаки, обозначающие опасный производственный объект, схема объекта, его название и предприятие обслуживающее данный объект. На рабочую зону допускается только уполномоченный персонал компании.

6.1 Производственная безопасность

6.1.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования

Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при проведении обслуживании напорных нефтепроводов, приведены в таблице 6.1 [30].

Таблица 6.1 – опасные и вредные факторы при обслуживании напорного нефтепровода

Наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание напорного нефтепровода (осмотр, объезд, устранение утечек нефти, сбор нефтешлама)	1. Повышенный шум; 2. Вредные вещества; 3. Недостаток естественного света; 4. Отклонение показателей климата;	1. Механические травмы при основных видах работ; 2. Пожаровзрывоопасные; 3. Взрывоопасность;	РД 153-39.4-114-01 [28] РД-13.100.00-КТН-306-09 [38] РД 13.100.00-КТН-225-06 [39]

					Исследование методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	6 Социальная ответственность ТПУ ТХНГ гр. 2БМ5А		
Разраб.	Ляпин А.А.						
Руковод.	Зарубин А.Г.						
Консульт.							
И.О.Зав.каф	Бурков П.В.						
					Лит.	Лист	Листов
						74	112

6.1.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникать на рабочем месте при проведении исследований.

Вредными производственными факторами называются факторы, отрицательно влияющие на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

Повышенный шум.

Источниками шума являются звуки, вызванные в результате производственной деятельностью мотопомпы, автомобилями, экскаваторами, бульдозерами, привлеченными для необходимых работ обслуживанию напорного нефтепровода. Действие шума на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе и нервную систему.

Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Длительное действие шума > 85 дБ в соответствии с нормативными документами СН 2.2.4/2.1.8.562-96 и ГОСТ 12.1.003-83, приводит к постоянному повышению порога слуха, к повышению кровяного давления.

Вредные вещества.

Источником утечки токсичных и вредных веществ является поврежденный напорный нефтепровод.

Действие аварийного разлива нефти на человека определяется влиянием на дыхательную систему человека и на многие другие органы и системы организма, т.е. вызывает головокружение и тошноту, острые и хронические отравления, развиваются вегетативные расстройства, расстройства нервной системы, бессонница, мышечные судороги и т.д.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны приведены в таблице 6.2 [34].

При попадании углеводородов в жидкой фазе оказывает пагубное влияние на кожу, вызывая дерматиты и экземы.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Таблица 6.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ

№ п/п	Наименование	Агрегатное состояние	Класс опасности	Характеристика токсичности	Предельно допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны производственных помещений, мг/м ³
1	Нефть	жидкость	3	Наркотический нервный яд	10
2	Нефтяной газ	газ	4	Наркотический яд, учащается пульс, увеличивается объем дыхания, ослабляется внимание	300

Отсутствие или недостаток естественного света.

Обслуживание напорного нефтепровода непрерывно не зависимо от времени суток и времени года. Освещенность необходима для обеспечения нормальных условий работы на открытых площадках.

Отклонение параметров климата.

Климат представляет комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность радиационного излучения солнца, величину атмосферного давления. Максимальная температура для Томского района составляет + 40 °С, минимальная – 50 °С.

Опасными производственными факторами называются факторы, способные при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибели человека.

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

Механические травмы при основных видах работ.

При обслуживании напорного нефтепровода возможность получения механических травм высока. Это может быть воспламенение нефтепродукта или взрыв его паров, падение тяжелого предмета, порезы, ушибы. Повреждения могут быть разной степени тяжести вплоть до летального исхода. Для предотвращения повреждений необходимо соблюдать технику безопасности [28].

Пожароопасность.

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение. Основным поражающим фактором при возгорании нефти является тепловое излучение. Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения пожаров проливов нефти, представлены в таблице 6.3 [35].

Таблица 6.3 – Предельно допустимые значения интенсивности теплового излучения

Степень поражения	Интенсивность, кВт/м ²
Безопасно для человека в брезентовой одежде	4,2
Непереносимая боль через 20—30 с Ожог 1-й степени через 15—20 с Ожог 2-й степени через 30—40 с	7,0
Воспламенение хлопка-волокна через 15 мин Непереносимая боль через 3—5 с Ожог 1-й степени через 6—8 с Ожог 2-й степени через 12—16 с	10,5
Воспламенение древесины с шероховатой поверхностью (влажность 12 %) при длительности облучения 15 мин	12,9

Взрывоопасность.

В процессе испарения разлившихся нефтепродуктов образуется облако топливно-воздушной смеси (ТВС). Наличие источника зажигания в пределах облака ТВС может повлечь за собой воспламенение и взрыв облака ТВС. Таким

образом, необходимо убрать источники искрообразования с рабочей зоны. Предельно допустимые значения избыточного давления представлены в таблице 6.4 [35].

Таблица 6.4 – Предельно-допустимые значения избыточного давления

Степень поражения	Избыточное давление, кПа
50 %-я вероятность разрыва барабанной перепонки	103
Полное разрушение зданий	100
50 %-ное разрушение зданий	53
Нижний порог разрыва барабанной перепонки	34,5
Средние повреждения зданий	28
Умеренные повреждения зданий (повреждение внутренних перегородок, рам, дверей и т.п.)	12
Нижний порог повреждения человека волной давления	5

6.1.3 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

Повышенный шум.

Основные методы борьбы с шумом:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- Соблюдение режима труда и отдыха;
- Коллективные средства защиты: укрытие источников шума в кожухи, кабины, создание шумозащищенных зон, применение малошумных технологических процессов и машин, оснащение шумных машин средствами дистанционного управления и автоматического контроля и т.д.

Вредные вещества.

Основные методы борьбы с токсическим влиянием паров нефти на человека:

- Средства индивидуальной защиты (СИЗ): противогазы, респираторы;
- Соблюдение техники безопасности;
- Соблюдение режима труда и отдыха.

Отсутствие или недостаток естественного света.

Средства нормализации освещения рабочих мест – искусственное освещение – при работах в ночное время. В ночное время освещение должно

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

осуществляться прожекторами или светильниками во взрывобезопасном исполнении.

Для местного освещения необходимо применять светильники напряжением не более 12 В, или аккумуляторные фонари (включать и выключать их следует за пределами взрывоопасной зоны).

Отклонение параметров климата.

Работающие в зимний период года должны быть обеспечены спецодеждой с теплозащитными свойствами. Делать непродолжительные перерывы в работе с согреванием в теплом месте. Продолжительность зависит от температуры воздуха и скорости ветра. При температуре воздуха -40°C и ниже необходима защита органов дыхания и лица.

В летний период работающие должны быть обеспечены головными уборами исключающие перегрев головы от солнечных лучей.

Механические травмы при основных видах работ.

Организационные и технические меры по обеспечению безопасности, применяемые средства коллективной и индивидуальной защиты, режим проведения работ, а также по оборудованию мест отдыха, приема пищи и санитарно–гигиенических норм до начала работ:

- Оформить наряд–допуск на проведение работ повышенной опасности;
- Провести внеплановый инструктаж всем членам бригады по выполнению работ повышенной опасности, а также по правилам поведения во взрыво и пожароопасной обстановке и других опасных условиях и обстоятельствах с росписью в журнале инструктажей на рабочем месте и наряд-допуске;
- Установить наличие и обозначить знаками расположение всех коммуникаций в радиусе проведения работ;
- Проверить исправность используемого оборудования.

На весь период работ в зоне производства работ ограничить доступ лиц, не задействованных в производстве работ. Весь персонал, задействованный в работах, должен находиться в спецодежде [28].

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Пожароопасность.

На месте производства работ устанавливается противопожарный режим. Места для курения разрешается устраивать на расстоянии, не ближе 300 м от места производства работ.

Автомобили, спецтехника, оборудование и механизмы, а также технические средства, не используемые при работе, следует расположить за территорией проведения работ. Выхлопные трубы от двигателей внутреннего сгорания машин и механизмов должны быть оборудованы искрогасителями.

После прибытия пожарной части руководитель тушения пожара делает выбор способов и приемов прекращения горения, которое зависит от обстановки на пожаре, а также от наличия технических средств подачи огнетушащих веществ.

Основным средством тушения пожаров нефтепродуктов являются воздушно-механические пены. Огнетушащие порошковые составы применяют для тушения небольших проливов, локальных очагов горения на задвижках и фланцевых соединениях, а также в комбинации с пенными средствами (с применением порошковых огнетушителей на отдельных очагах горения) [28].

Взрывоопасность.

Для проведения замеров состояния воздушной среды должны использоваться газоанализаторы АНТ-2М предназначенные для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны (в весовых (мг/м³) или объемных величинах (% об.)).

Контроль воздушной среды проводится до и после выполнения всех подготовительных мероприятий, предусмотренных нарядом-допуском.

При выборе точек контроля необходимо учитывать место и характер проведения работ, а также метеорологические условия (температуру воздуха, направление и скорость ветра).

Результаты замеров заносятся в наряд-допуск и журнал контроля. Результаты анализа газовой среды сообщаются ответственным лицам и заносятся в «Журнал контроля состояния воздушной среды».

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

6.2 Экологическая безопасность

6.2.1 Анализ возможного влияния объекта исследования на окружающую среду

При возникновении аварийной ситуации и локализации и ликвидации аварийного разлива нефти на напорном нефтепроводе происходит негативное воздействие на почвенно-растительный покров и рельеф местности [28]. Тип воздействия – механическое разрушение. Источниками воздействия являются: разрыв поверхности земли; земляные работы при разработке котлованов; создание временных отвалов грунта, при разработке котлована; передвижение техники; загрязнение отходами производства.

С разрушением почвенного покрова, а вместе с этим и ландшафта, нарушается круговорот веществ и энергии, изменяется газовый состав атмосферы, ухудшаются санитарно-гигиенические условия. Поэтому при разрушении почвенного покрова природной среде и человеку наносится экологический ущерб, причем в большей степени, чем экономический [28].

6.2.2 Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду

Обслуживание напорного нефтепровода на приземный слой атмосферы будет связано с неорганизованными и организованными выбросами загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу. Выбросы являются неизбежными [28]. Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух являются:

- автотранспорт при перевозке строительных материалов, рабочих, питания;
- машины и механизмы;
- работы при резке трубы;
- сварочные работы;
- изоляционные работы.

При проведении ремонтных плановых или неплановых работ на напорном нефтепроводе: 1) При выполнении сварочных работ при замене катушки в атмосферу выделяется сварочный аэрозоль, в состав которого

входят: железа оксид, марганец и его соединения, пыль неорганическая. 2) При осуществлении изоляционных работ выделяются: бензол, толуол, ксилол, этилбензол, углеводороды. 3) При резке трубы выделяется железа оксид, марганец и его соединения, диоксид азота, оксид углерода.

6.2.3 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для снижения воздействия на поверхность земли необходимо выполнить следующие мероприятия: рекультивация нарушенных земель; для исключения разлива горюче-смазочных материалов (ГСМ) заправка техники должна осуществляться только на временной площадке с твердым покрытием; для исключения загрязнения территории отходами производства должно быть предусмотрена своевременная уборка мусора; запрещение использования неисправных пожароопасных транспортных и строительно-монтажных средств и т.д.; При выполнении вышеуказанных мероприятий воздействие на земельные угодья и растительность будет минимальным.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

6.3.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

При обслуживании напорного нефтепровода могут произойти различные чрезвычайные ситуации: взрыв или возгорание паров нефти и нефтепродуктов, разрушение нефтепровода, вылет герметизаторов.

6.3.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

При проведении работ на напорном нефтепроводе может произойти чрезвычайная ситуация в виде падения в котлован техники.

6.3.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка действия в случае возникновения ЧС

Инженерно-технический персонал и рабочие, занятые в обслуживании напорных нефтепроводов, проходят обучение по своей специальности и правилам техники безопасности. Проверку знаний оформляют соответствующими документами согласно действующим отраслевым

положениям о порядке проверки знаний норм, инструкций и правил, по охране труда. Вновь поступающие на работу допускаются к выполнению своих обязанностей после прохождения ими вводного инструктажа по технике безопасности и охране труда непосредственно на рабочем месте.

При производстве ремонтных работ на напорных нефтепроводах нужно строго соблюдать правила техники безопасности, руководствуясь нормативными документами. Все производственные инструкции предусматривают разделы по технике безопасности, которые составлены в соответствии с требованиями действующих правил для каждого конкретного условия с учетом специфики проводимых работ. С данными инструкциями знакомят технический и рабочих персонал, с выдачей на руки инструкций по профессиям.

Для предупреждения появления ЧС огневые работы на трубопроводе следует производить в соответствии с требованиями п.8 РД 39-00147105-015-98.

Для каждого из участков трассы необходима разработка планов ликвидации возможных аварий, определяющие порядок и обязанности действия персонала аварийных служб и ответственных должностных лиц. Эти планы позволяют более организованно и оперативно принять экстренные меры по восстановлению трубопровода, защите окружающей среды, обеспечению безопасности близко расположенных объектов народного хозяйства и тем самым значительно уменьшить последствия и сократить ущерб возможных аварий.

Планы ликвидации возможных аварий разрабатываются и рассматриваются специальной комиссией, включающую старшего диспетчера, начальника отдела эксплуатации, главного энергетика, главного механика, инженера по технике безопасности, начальника пожарной части, начальника аварийно-восстановительной службы, подписываются членами комиссии и утверждаются главным инженером.

Планы ликвидации возможных аварий должны разрабатываться в

соответствии с наличием кадров и фактическим состоянием аварийной техники, линейной части трубопровода, подъездных путей. В случае изменения фактического состояния подъездных путей, аварийной техники, наличия кадров и т.д. в план в течение месяца должны быть внесены соответствующие дополнения и изменения.

Планы ликвидации возможных аварий должны находиться у диспетчера управления, главного инженера управления, начальника аварийно-восстановительной службы.

К плану, находящемуся у диспетчера, прилагается оперативный журнал аварий. План ликвидации возможных аварий необходимо тщательно изучить всем инженерно-техническими работникам и членам бригады аварийной службы.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Эксплуатация и ремонт основных сооружений, устройств и оборудования напорных нефтепроводов должны производиться в соответствии с действующими нормативными документами.

Запорная арматура должна быть снабжена ограждёнными площадками обслуживания, надписями в виде номеров в соответствии с технологической схемой, а также указателями направления вращения на закрытие и положений «закрыто» и «открыто». Все подземные контактные соединения установки электрохимической защиты должны иметь надёжную и долговечную изоляцию.

Запрещается выполнение работ на токоведущих частях, находящихся под напряжением, независимо от его величины. Катодные станции и дренажные установки должны иметь ограждения, предупредительные надписи, плакаты, порядковые номера и закрываться на замок. Перед выходом на трассу линейный обходчик должен проверить исправность средств связи, взять с собой укомплектованную медицинскую аптечку, запас продуктов питания на одни

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

сутки, термос с горячим чаем. Линейный обходчик должен одеть спецодежду и спецобувь в соответствии с погодными и местными условиями.

При нарушении целостности и герметичности трубопровода и запорной арматуры, выхода нефтепродукта на поверхность земли, следует: прекратить обход трассы, выйти на пункт связи или сообщить по радию на ЛПДС об аварии, вернуться на место выхода нефтепродукта, выставить знаки безопасности и охранять участок до прибытия аварийной бригады.

Ликвидация аварий осуществляется в соответствии с инструкцией по ликвидации аварий и повреждений РД 153-112-014-97 и действующими НТД по организации и производству аварийно-восстановительных работ на нефтепродуктопроводах.

Перед началом земляных работ на нефтепродуктопроводе необходимо уточнить глубину его заложения.

Во избежание повреждения трубопровода ковшом экскаватора, не приспособленным для полного вскрытия, необходимо разрабатывать грунт на расстоянии 0,15-0,20 м до верхней и боковых образующих трубы.

Если при вскрытии нефтепродуктопровода или в процессе ремонтных работ появилась (обнаружена) течь нефтепродукта, необходимо прекратить работы, заглушить двигатели экскаватора и работающих вблизи места выхода нефтепродукта механизмов, персоналу уйти из опасной зоны, доложить о случившемся руководителю работ, диспетчеру, вызвать аварийную бригаду, привести в готовность средства пожаротушения. Место разлива нефтепродукта должно быть ограждено сигнальными флажками и указателями: «С огнем не приближаться», «Не курить», «Опасно, нефтепродукт», а в ночное время - обозначено сигнальными фонарями.

Должны быть приняты срочные меры по локализации и предотвращению растекания нефтепродукта путем рытья котлованов, траншей, сооружения обвалований и плотин.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Ремонт следует проводить в светлое время суток. На время длительных остановок и в конце смены ремонтируемый участок нефтепродуктопровода должен опираться на лежки.

6.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Особое внимание уделяется обеспечению безопасности персонала и населения в случае возникновения ЧС. Персонал, который не принимает участие в ликвидации разлива нефти, произошедшего в зоне чрезвычайной ситуации, связанной с нефтью, должен быть незамедлительно удален (эвакуирован) в безопасные места. Работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций, связанных с аварийными разливами нефти, должны всегда проводиться в соответствии с процедурами «Томскнефть» ВНК по технике безопасности, охране труда и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций. Тем не менее, в условиях чрезвычайной ситуации могут возникнуть новые опасности, такие, как токсичные пары, выделяющиеся разлитыми нефтепродуктами, скользкие поверхности, загрязненные нефтью, факторы, связанные с усталостью и др. В связи с этим, члены аварийно-спасательных формирований должны соблюдать дополнительные правила безопасности, соответствующие условиям, характерным для данной конкретной чрезвычайной ситуации.

Перед началом работ по ликвидации АРН проводится анализ воздушной среды. В случае концентрации паров нефти в воздухе выше предельно допустимой концентрации (ПДК) работа в этой зоне без средств защиты органов дыхания не допускается. Участники работ должны быть ознакомлены с особенностями местности, расположением технических средств, средствами связи, противопожарного инвентаря и постов медицинской помощи. Все участники работ обеспечиваются спецодеждой, соответствующей сезону и конкретным видам работ, и необходимыми средствами индивидуальной защиты.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Заключение

В данной работе были рассмотрены методы обеспечения эксплуатационной надежности. Рассчитан на прочность и устойчивость один из напорных нефтепроводов «Томскнефть» ВНК, который был построен в 1985 году. Они показали, что нефтепровод не удовлетворяет современным нормативным документам.

Также была построена модель надежности одного из напорных нефтепроводов «Томскнефть» ВНК с прогнозирование его дальнейшей надежности. Как итог эксплуатационная надежность этого напорного нефтепровода оказалась низкой. Следовательно, для увеличения показателей надежности, необходимо составить программу надёжности для напорных нефтепроводов и следовать выбранному плану действий.

При выборе программы надежности необходимо учитывать ее эффективность, а также затраты на реализацию программы, т.е. нужно подсчитать и сравнить затраты и эффективность повышения надежности различными методами и выбирать наиболее перспективный.

Составление таких программ надежности для напорных нефтепроводов позволит значительно повысить эксплуатационную надежность с минимальными затратами.

Кроме этого требуется строгое выполнение нормативно-технической документации эксплуатации нефтепровода, а также своевременное выполнение действий намеченных составленными программами надежности.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Исследование методов повышения эксплуатационной надежности напорных нефтепроводов ОАО «Томскнефть» ВНК			
Разраб.		Ляпин А.А.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Зарубин А.Г.					87	112
Консульт.								
И.О.Зав.каф		Бурков П.В.						
						ТПУ ТХНГ гр. 2БМ5А		

Список литературы

1. СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Москва: Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт), 2011.
2. Тугунов П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов. Учебное пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Е. Губин, В.Ф. Новоселов – М.: Изд-во «Недра». 2002. – 154 с.
3. Гаспарянц Р.С. Организационно-технологическая система обеспечения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов: диссертация на соиск. учен. степ. доктора техн. наук (25.00.19) / Гаспарянц Рубен Саргисович; открытое акционерное общество ВНИИСТ. – Москва, 2008. – 24-32 с.
4. Дейнеко С.В. Обеспечение надежности систем трубопроводного транспорта нефти и газа. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2011.
5. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. – Москва: Техническим комитетом по стандартизации ТК 23 "Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа", 2014.
6. Рудаченко А.В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие / А.В. Рудаченко, С.С. Байкин – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008.
7. ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. – Москва: ИПК издательство стандартов, 1980.
8. Авторский Коллектив Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности. Том I. – М.: Издательство Инфа – Инженерия, 2008. – 96 с.
9. Дубинский Н.М. Надежность систем газоснабжения. – Киев: Техника, 1970. – 96 с.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список литературы	Лит.	Лист	Листов
Разраб.	Ляпин А.А.						88	112
Руковод.	Зарубин А.Г.							
Консульт.								
И.О.Зав.каф	Бурков П.В.							
						ТПУ ТХНГ зр. 2БМ5А		

10. Черняев В.Д. Эксплуатационная надежность магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1992.
11. Коршак А.А. Обеспечение надежности магистральных трубопроводов / А.А. Коршак, Г.Е. Коробков, В.А. Душин, Р.Р. Набиев. – Уфа: ООО «ДизайнПоли-графСервис», 2004.
12. Ясин Э.М. и др. Надежность магистральных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.Л. Березкин, К.Е. Ращепкин. – М.: Недра, 1972. – 184 с.
13. Мазур И.И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов / И.И. Мазур, О.М. Иванцов, О.И. Молдованов. – М.: Недра, 1990.
14. Гаспарянц Р.С. Организационно-технологическая система обеспечения эксплуатационной надежности магистральных нефтепроводов: автореф. дис. на соиск. учен. степ. доктора техн. наук (25.00.19) / Гаспарянц Рубен Саргисович; открытое акционерное общество ВНИИСТ. – Москва, 2008. – 10, 12, 23, 28, 32, 39 с.
15. Дайнеко С.В. Построение моделей надежности газонефтепроводов методом компьютерного моделирования. Лабораторный практикум. – М.: Издательство «Техника», ТУМА ГРУПП, 2007. – 56 с.
16. Рудаченко А. В. Лабораторный практикум по надежности газонефтепроводов / А.В. Рудаченко, С.В. Дайнеко, Н.В. Чухарева, С.С. Байкин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 2, 6, 13, 17 с.
17. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – Москва: государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1989. – 3-15 с.
18. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. – М.: Минстрой России ГУП ЦПП, 1997. – 51 с.
19. Назаров Д.В. Совершенствование проектных норм надежности магистральных трубопроводов: диссертация на соиск. учен. степ. кандидата техн. наук (05.26.03) / Назаров Дмитрий Владимирович; Государственное

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

унитарное предприятие «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Уфа, 2015. – 16-21 с.

20. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2003. №1. URL: http://ogbus.ru/authors/Mustafin/MustaMus_3.pdf.

21. Все о коррозии. URL: <http://www.okorrozii.com/ingibitor-korrozii.html>

22. Рыжкин А.А. Основы теории надежности: Учеб. Пособие / Рыжкин А.А., Слюсарь Б.Н., Шучев К.Г. – Ростов н/Д: Издательский центр ДГТУ, 2002.

23. Мороз А.А. Оценка технического состояния и остаточного ресурса нефтепроводов по результатам диагностики: дис. на соиск. учен. степ. доктора техн. наук (25.00.19): / Мороз Александр Александрович; Государственное унитарное предприятие «Институт проблем транспорта энергоресурсов». – Уфа, 2003.

24. Технический справочник. URL: http://razvitie-pu.ru/?page_id=2587.

25. Марочник стали и сплавов / Антон Серго. URL: http://www.splav-kharkov.com/mat_start.php?name_id=103.

26. ВСН 008-88 Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция. – Москва: Всесоюзным научно-исследовательским институтом по строительству магистральных трубопроводов, 1990.

27. Постановление от 22 октября 1990 года N 1072 О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР. – Москва: Совет Министров СССР, 1990.

28. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах. – М.: Госгортехнадзор, 2001.

29. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. – Москва: Совет Министров СССР, 1974.

30. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – Москва: Совет Министров СССР, 1984.

					Список литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

31. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Москва: Госстандарт России, 2004.

32. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. – Москва: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам, 1991.

33. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1988.

34. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. – Москва: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2012.

35. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Москва: Госкомсанэпиднадзор России, 1996.

36. РД 153-112-014-97 Инструкция по ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепродуктопроводах. – Москва: Госгортехнадзор России, 1997.

37. РД 39-00147105-015-98 Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов. – Москва: Госгортехнадзор России, 1998.

38. РД-13.100.00-КТН-306-09. Руководящий документ. Система организации работ по промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте. – Москва: ОАО "АК "Транснефть", 2009.

39. РД 13.100.00-КТН-225-06 Система организаци работ по охране труда на нефтепроводном транспорте. – Москва: ОАО "АК "Транснефть", 2000.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Приложение А

Раздел обзор литературы

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5А	Ляпин Александр Александрович		

Консультант кафедры _____ ТХНГ _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Зарубин А.Г.	к.х.н, доцент		

Консультант – лингвист кафедры _____ ИЯ _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

Literature review

The operational reliability of pipelines is the ability to perform specified functions for the required period of time while maintaining all the operational specifications within the set limits. This ability, in turn, is disclosed through a system of objective criteria for the technical condition of the pipeline, which determine its normative performance in the mode of active influence of operational factors. Thus, the level of operational reliability is determined by the technical state of the pipeline [9].

Basic concepts of reliability (reliability, durability, Storability, maintainability, etc.), the parameters that characterize the reliability (failure rate, mean operating time between failures, etc.) are presented in GOST 27.002-89 Engineering reliability. Basic concepts. Terms and definitions [12].

Yasin E.M. "Reliability of Trunk Pipelines" [12] for the first time described the scientific basis for ensuring the pipeline reliability. The conclusions and recommendations presented in the paper are based on the analysis of a large statistical material on the reliability of existing pipelines. The book gives an analysis of the reliability of oil pipelines, as well as the main factors that damage pipeline system and pipeline valves. The statistical data on reliability of the main technological objects and structures are presented. The methods of assessing the level of reliability of oil pipelines are considered with consideration for the methods of maintenance. The integrated methods to increase pipeline reliability are given, for example, bypass through rivers and swamps, aggregates to a station, switching between parallel pipelines. The features of oil pipeline maintenance procedure being the ways to ensure the required level of reliability are considered. The authors formulated for the first time the definition of "reliability of oil pipeline": "... Reliability of the main oil pipeline is the property of this technical system to ensure transportation of oil or oil products in the specified operating conditions and in the given period and established volume and quality." At the same time, the specified operating conditions include the implementation of technical restrictions on environmental protection, maintenance regulations, and application of safe operating modes, etc.

In work "Reliability of oil pipelines" by Chernyaev, V. D. diagnostics of pipeline state is considered in terms of equipment and operational reliability of pipeline. Attention is paid to the issues on reliability in intensive operation modes, the reconstruction and modernization of equipment. Technical and economic indicators of oil pipeline reliability increase are presented [10].

The training manual by S.V. Deineko outlines the fundamentals of the reliability theory of oil and gas pipeline systems and their practical application for solving scientific and engineering problems. The analysis and classification of oil pipeline failures, as well as the processing of statistical data on failures, are given. Methods of ensuring reliability at the design stage and evaluating the reliability of oil in-service pipelines are considered. The theory, criteria and indices of reliability of non-recoverable and recoverable systems are considered. The methodology of research and evaluation of operational reliability of pipeline systems are presented; the methodology for constructing structural schemes for the reliability of oil pipelines is given; method to construct reliability models for oil pipeline facilities is described; the technique of computer modeling in Excel for solving reliability problems is proposed; methods for assessing the reliability of constructed reliability models are specified [4].

The training manual by A. V. Rudchenko examines the issues associated with increasing the operational reliability of pipeline systems intended for transporting liquid hydrocarbons; the theoretical basis of reliability of the repaired objects, the principle of building probabilistic models of pipeline reliability, classification of failures scenarios, calculation procedures for determining the reliability of the pipeline systems are outlines. The reasons for the decline of pipeline systems reliability and possible versions of their elimination are analyzed [6].

The work of the author of the Korshak A. A. "Ensuring the Reliability of Trunk Pipelines" outlines the main solutions for ensuring reliable operation of main pipelines at the stages of design and operation. The article provides information on the current level of reliability of oil pipelines. The methods of diagnostics of pipeline

systems are considered. The preventive maintenance and repair of the pipeline system is considered [11].

The thesis by Gasparyants R. S. [3] analyzes the methods to ensure operational reliability of pipelines. Methods for ensuring the reliability and security of oil pipelines in the design stage are presented. The analysis of design solutions concerning probabilistic safety is given. The modern methods and means of pipeline technical diagnostics are analyzed, the basic approaches to improve diagnosis and assessment of technical condition are illustrated. The method to calculate the pipeline strength and durability taking into account the actual level of defects is outlined. Principles of evaluation of the technical condition of the pipeline, which allows taking timely measures to ensure reliable operation of the pipeline, are given. The issues on assessing technical condition of the pipeline system are discussed [14].

The works of Mazur I.I. "Constructive Reliability and Environmental Safety of Pipelines" consider the most important issues of pipeline reliability and safety, including general characteristics and indicators of pipeline structural reliability, engineering analysis of pipeline reliability, taking into account the requirements to the environmental safety. In addition, the works also describe the principles for calculating and evaluating the reliability of pipeline structures, pipeline testing as a way to increase their reliability and environmental safety, pipeline defects, technical diagnostics of in-service pipelines, and scientific and methodological aspects of analyzing the ecological safety of pipelines [13].

Laboratory guide by Dayneko S. V., "computer modeling of gas and oil pipelines reliability" considers the model to calculate the reliability of technological elements of oil and gas pipelines. It presents the main stages of building models and stages of computer modeling for solving problems of reliability assessment. The article provides a description and examples of using computer modeling techniques to solve engineering problems of reliability in Excel. Model building is based on real statistical data [15].

A.V. Rudachenko "Laboratory workshop on reliability of gas and oil pipelines" outlines the main concepts and definitions for reliability of gas and oil

pipelines equipment, considers the most commonly used models of reliability of both individual objects and gas-oil pipeline systems in general. The material on the practical application of computer simulation methods for solving problems of reliability of gas and oil pipelines in the environment is given in Excel. The construction of object models is carried out on the real statistical data [16].

The thesis by Nazarov D. V. "Improvement of design standards in terms of reliability of main pipelines" provides requirements for pipeline operation based on the criterion of reliability and assessment of defects in pipes for a given probability of reliability.

The problem of reliability of oil pipelines has appeared since the 1960s. The reliability of oil pipelines is fully identified with the ability to ensure uninterrupted and trouble-free operation [16].

In order to consider the basic concepts of reliability, we need to describe the pipeline presented in table 1 [17].

Table 1. Basic concepts of oil pipeline reliability

The term, reliability theory	Definitions
Good state	The state of the object, in which it meets all the requirements of normative and technical documentation
Faulty state	The state of the object, in which it does not meet at least one of the requirements of normative and technical documentation
Ultimate state	The state of the object, in which the values of all parameters characterizing the ability to perform specified functions, meet the requirements of normative technical documentation
Down state	The state of the object in which the value of at least one parameter characterizing the ability to perform specified functions does not meet the requirements of normative and technical documentation
Limiting state	The state of the object, in which its further exploitation is unacceptable or impractical
Damage	The event, consisting in the violation of soundness of the object while maintaining a healthy state
Failure	The event, consisting in the violation of the functional state of the object
Operating time	Duration or amount of work of the object
Operating time to failure	The operating time from the beginning of operation to the occurrence of the first failure
Lifetime	The calendar operating time before the transition to the limit state
Accident	The event, consisting in the transition of a system from one level of performance functions on the other, the lower

Based on these concepts of reliability theory, we illustrate the state of the pipeline in the course of time. The result is presented in figure 1.

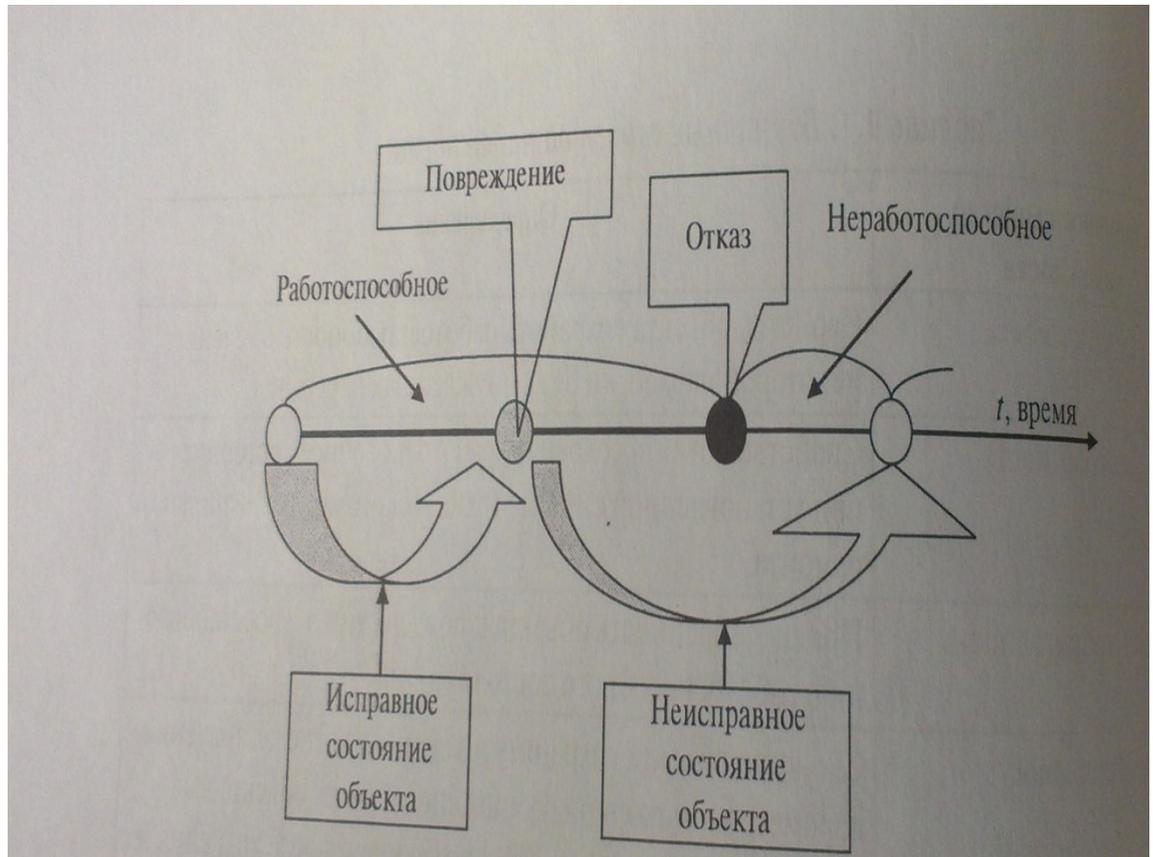


Figure 1. Changes in pipeline state in time

Figure 1 shows that damage to the pipeline does not always mean its failure. Let us consider the types of pipeline failures. The failures are divided into complete ones, which lead to loss of operability, and partial, in which the use of a unit with restriction is possible [4]. For the pipeline system, a complete failure can be the destruction of the oil pipeline, while partial failures may be a reduction in the cross section of the pipeline due to paraffin deposits. For partial failures, it is possible to use an oil pipeline with pressure or flow restrictions.

In addition, failures can be divided into the following groups: time of onset – gradual or sudden failure, in conjunction with other failure – independent or dependent, in addition to the causes – structural, production or performance, and consequences – critical or not critical (significant or not significant). Figure 2 illustrates the structural group of failures and their definitions.

In order to determine the state of the pipeline, a technical diagnosis is carried out, which uses methods that determine the state of the facility, and develops a strategy for preventing and responding to emergencies.

The level of reliability of the pipeline during operation depends not only on the measures used to improve reliability at a given time, but also on the design and construction of the pipeline. Accordingly, the objectives and reliability requirements are implemented throughout the life cycle of the pipeline. Let us consider the challenges facing the people to ensure concerning the required level of reliability at different stages of life of the pipeline.

Project stage. At this stage, initial reliability indicators of oil pipelines are set taking into account technological features and design schemes of individual elements and pipeline sections [4]. Also, the materials are taken into account, the ways are provided to increase the reliability and durability of oil pipelines in typical environmental conditions. At the design stage, standards are developed.

Construction phase. At this stage, the tasks associated with the development of methods for technological control of construction and installation works and methods for conducting pre-start tests of the linear part with increased pressure for finding production defects are solved.

Operation phase. At this stage, there are problems related to the development of methods for determining the technical condition of oil pipelines and maintaining the reliability properties formulated in stage of projecting, with the development of methods for ensuring reliability.

The operational phase includes the collection and processing of statistical data on the reliability of individual elements of pipeline systems, as well as failures and damage, construction of reliability models for pipeline systems, the identification of failure laws and recovery times, the development of reliability methods, methods for calculating system reliability indicators, developing basic criteria and forecasting [4].

Let us consider in detail the operational phase of the pipelines.

The initial stage of the operation pipeline according to the criterion of reliability is the research stage, containing functions for analysis and forecasting.

As a result of the reliability analysis, the reasons for success and failures in managing the pipelines in the past and present, the patterns and factors of future development, taking into account technical, technological and financial capabilities are obtained.

The reliability prediction, which is based on the analysis, is the final element of the research stage. The results of the forecast include the statement of objectives and the likely time frames for their achievement (the prediction of the search), probabilistic evaluation of the technical, technological and financial resources needed to achieve using various ways or paths (the normative prediction) [19].

The search forecast determines the probability of achieving goals or status of the object, i.e. it predicts the future, starting from the existing level of test object prediction.

The content search predicts reliability pipeline in terms of the residual life of pipeline sections or the entire pipeline, starting from the existing level and modes of the object prediction.

The regulatory forecast begins with the formation of the main goal, usually determined at the stage of the search forecast. Then, this goal consistently outlines the steps of implementation. At the same time, all organizational, technical, technological and financial resources and activities which are required to provide various ways to achieve the main goal are also considered. In accordance with this, the regulatory forecast reflects the necessary needs (resources, measures, etc.) and has an orientation from the future to the present [19].

The content standard projection of the reliability of pipelines is to determine ways and means necessary to ensure reliability, safety commission modes in order to achieve the designated target. Graphical interpretation of the search (1) regulatory and (2) the prediction is shown in figure 3.

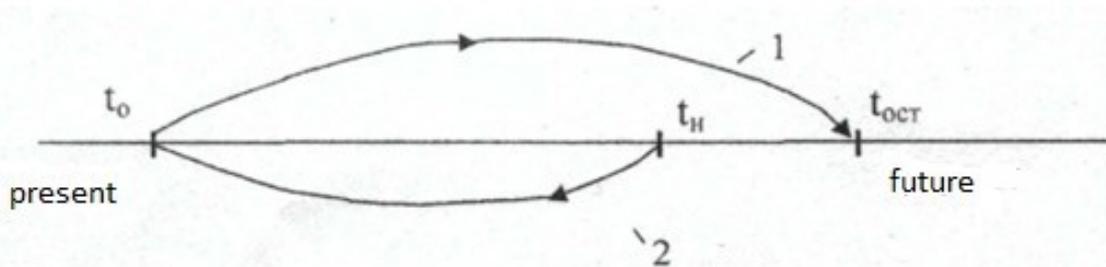


Figure 3 - Graphical interpretation of the search (1) and normative (2) prediction,

where t_{OCT} – residual resource, t_H – assigned resource.

Note that the gap between t_{OCT} and t_H is due to the following circumstances:

1) the residual resource is estimated roughly because the resource is generally a random value;

2) for oil pipelines in which the achievement of the ultimate state can be accompanied by especially severe consequences (irreparable material damage, threat of violation of ecological balance, etc.), as well as inadequate means and methods for monitoring the technical condition of oil pipelines and predicting their residual resource determine the longevity index – assigned resource. The assigned resource is in fact a certain fraction of the remaining resource.

It is clear that on the basis of scientifically-based complex prediction, including the search and regulatory stages, it is possible to match capabilities and needs. In case of discrepancies of needs and the purposes to be achieved, the necessary predictive element of research is the study of preventive and protective measures representing organizational, technical, technological and financial programs.

The choice of the forecasting method is significantly influenced by the period for which the forecast is developed. This time interval, called the prediction forecast period, should be linked to the designated resource, which will, in the future, unite environmental and technical solutions. Depending on the period of anticipation, forecasts can be subdivided into monthly (up to 1 month), annual (up to 1 year), medium-term (up to 3 years), long-term (more than 3 years) [19].

Forecasts precede the decision-making phase, which includes program development and planning. The program contains a system of goals, rational ways to achieve them and the resources required. At the same time, the quantitative characteristics and the timing of the goal fulfillment are, as a rule, are predictive. The scheduled tasks, specific deadlines and executors, as well as limited resources are developed on a sub-stage of planning, which is at the end of the decision-making stage. The plan does not contain any probabilistic estimates. The next step in the process of managing the operation of the oil pipeline is the implementation, which contains the functions of general management and operational control.

The implementation of the functions of the general management consists mainly in coordination of works on implementation of the plan. Operational management involves the following actions: counting; control; determination of the impact of current deviations identified during accounting and control in terms of deadlines, costs and efficiency; development of set of measures on elimination of deviations.

The concept of pipeline operation management for the assigned resource is based on the following provisions:

- implementation of a comprehensive reliability analysis;
- conducting normative forecasting and determining technical strategies for achieving the assigned resource;
- program-target planning through evaluation procedures to monitor pipeline performance and safety;
- coordination of system and local solutions at the level of the control system and the controlled system on the basis of the inverse connection [19].

Development and reconstruction stage. At this stage, a particularly important consideration of the reliability with the greatest economic efficiency is carried out. Phase of development and the reconstruction partially combines the first three stages of the life cycle of pipelines. At this stage, the following main tasks are addressed:

- determining the necessary level of reliability of pipeline systems;
- ensuring a predetermined reliability of pipeline systems;

- optimization of the level of reliability of pipeline systems [4].

Economic and mathematical models of pipeline reliability are often used.

Despite the positive examples in ensuring pipeline reliability, pipelines accidents caused by various reasons still occur. Oil spills during accidents have a harmful effect on soils, surface and groundwater, on the plant and animal world. Therefore, oil pipelines are objects of high environmental risk. Each accident draws attention of the public, state bodies, mass media. The cost to eliminate the consequences is high and, obviously, will grow in the future. That is why, it is extremely important to minimize the likelihood of emergencies and their consequences.

Pipeline damage is caused by two groups of factors. The first group is associated with a reduction in the bearing capacity of the pipeline, the second - with the increase in pressures and load.

The reduction in the carrying capacity of the pipeline is due to the presence of defects in the wall of the pipes and the aging of the metal. Defects of pipes are usually divided into four groups: metallurgical, technological, construction and operation. Defects of metallurgical origin occur in metal smelting, sheet rolling and welding of pipes and pipelines. These defects include nonmetallic inclusions (sulphides, oxides, nitrides, etc.), fissures, burns, stratification, etc. Technological defects are formed during the manufacture of sheet material and pipes. These defects include shells, Sunsets, burns, edge misalignments, dents, cracks in the seam and the weld zone, defects in welds, deviation of the geometric dimensions of the weld, as well as burrs, longitudinal risks, grooves on the outer surface, scratches most characteristic for seamless trusses Ub. During construction and repair, defects of mechanical damage are formed, and in pipeline operation – defects associated with corrosion (solid corrosion, corrosive ulcers, pitting and intergranular corrosion). Mechanical damages of the pipe wall are scratches, risks, dents, corrugations, etc. [3].

Factors of the second group appear in the operation of the existing pipeline. In the course of pipeline operation, there are a number of power factors. These include internal pressure, stress caused by the temperature of the transported oil and the

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

surrounding soil, pressure, soil cover over the pipe, various static and moving loads, deformation of the earth's surface, seismic forces. These factors create circumferential and longitudinal stresses, contribute to the deviations of the pipeline from the design position.

Any discrepancy between the controlled parameter of the material quality and products to regulated norms can be considered as a defect. The need to ensure the reliability and safety of oil pipelines requires the timely elimination of these defects [3].

Underground steel pipelines are prone to corrosion. Underground pipelines can corrode under the influence of soil, stray currents and alternating current electrified transportation. Pipeline corrosion is a difficult problem related to the pipeline reliability and safety.

The results of the failure analysis indicate that one of the main causes of damage to underground pipelines is the impact of external forces, resulting in the formation of surface dents, cracks, cracks in dents, ruptures in welds and along the body of the pipe. External loads acting on the underground pipelines include any possible loads caused by various works near the pipeline, heavy traffic, landslides, earthquakes, explosions, etc. The most common damage is caused by repair or construction work in the immediate vicinity of the existing pipeline; they are among the potentially most dangerous ones [3]. More than 5% of accidents from the total number of accidents take place due to external impacts on domestic pipelines.

The failure analysis of the pipeline indicates that the share of failures caused by the infringement of pipeline operation and maintenance norms ranges from 2 to 7 %. This includes failures caused by the fault of operating personnel in connection with the violation of terms of maintenance and repairs, improper maintenance and repair of oil pipelines, etc. The external loads include hydraulic impact. Hydraulic impact, as a rule, occurs due to the improper pipeline operation, and presents a great danger to oil pipelines.

The pipeline damage caused by failures due to operational reasons varies greatly. The large-scale damage is associated with oil pipeline disruptions due to

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

incorrect switching of the valves and the increase in pressure (higher than the indicated value on the technological map), as well as the heavy traffic, which occurs most often due to the absence of warning signs [3].

The main operating loads and impacts are internal product pressure in the pipeline and a temperature difference (difference between the temperatures of the metal pipe during installation and in service). In accordance with the rules of technical operation, during normal operation of the pipelines the internal pressure does not change significantly. There are quite effective methods to select materials, equipment and designs of oil pipelines subjected to internal pressure. The issue concerning temperature differential is more complicated. The influence of this parameter on the stress-strain state (SSS) of the pipeline depends on many factors.

The change in the temperature of the transported oil or oil product has a great influence on the strength of the pipeline. Thus, for example, when the metal temperature of the pipe decreases by 1 ° C, the tensile longitudinal stresses in the metal of the pipes increase by 2.5 MPa. When large longitudinal compressive forces occur in the pipeline, the conditions for the deformation of the pipe material change, the longitudinal-transverse bends of the pipeline in the ground are altered, and sometimes the backfilling breaks down and a complete loss of longitudinal stability of the pipeline occurs, accompanied by a sharp increase in deflections and collapse of the pipes.

Longitudinal forces change the working conditions of the pipe material, located in a complex stress state, which contributes to developing new and growing old cracks, therefore, it is expected that the bearing capacity of the pipeline is reduced. The research on strength of pipelines in conditions of compressive forces shows that longitudinal forces affect the bearing capacity of the pipeline in all stages of destruction: the formation of the fractures, the development of plastic deformation (when the viscous destruction) and crack propagation (by brittle fracture).

The level and nature of the changes in the stress-strain state basically depend on reliable and safe operation of pipelines [3]. Excessively high stresses acting on the pipeline, as well as reducing the bearing capacity of the structure, lead to damage and

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

accidents. The parameters of steel pipe fracture toughness depend on the stress state of pipe metal (presence of defects on the pipe wall). The growth of stress acting on the pipe walls reduces the resistance of pipe metal fracture. The stress increase leads to the deformation hardening of pipe steels. The increase in stresses up to the yield strength and even more leads to a significant deformation of the metal, particularly in the area of stress concentration. These areas represent potential areas of cracking that reduce the pipeline reliability.

The studies carried out by a number of authors show that during the long (20 years or more) operation of oil pipelines, the characteristics of the metal of the pipes change (in the direction of deterioration). Mechanical tests of pipe samples cut from the dismantled pipes revealed that during long operation of 17GS, 14HGS, 19G steels, the plastic properties of steel are significantly reduced [3]. Metal in the process of long-term operation embrittles, the toughness significantly reduces (for steel 19G, the parameter decreases by half). As the operating pressure increases, the diameter of the pipes increases, the service life of the pipeline increases, the metal becomes more prone to embrittlement. Such fractures can occur even at normal values of circumferential stresses, which are 30-50% of the yield point, i.e. in the obviously elastic area of the metal pipeline.

In addition, the change in pipe metal temperature leads to the following phenomenon. When the temperature changes in the underground pipeline, there is shear stress at the contact of pipeline with soil. This leads to damage to the insulation of the pipeline. As a result of breaking the protective coating, the exposed sections of the pipeline become subjected to corrosion.

The bends, loops, pipeline units are the pipeline sections that are subjected to the most intensive loads. Bypass, pump stations and heating devices, onshore oil pipeline units are also intensively stressed. [3]. The analysis of accidents occurring on oil pipelines shows that in a number of accidents are caused by the insufficient reliability of tees, receiving and launching pig traps. The cause of damage is most often a combination of insufficient strength of tee connections and excessive (due to temperature fluctuations and uneven sediment) stresses in ground units.

					Приложение А	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

