

**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 и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Сравнительный анализ прочностных характеристик сталей трубного сортамента в процессе длительной эксплуатации магистральных газонефтепроводов»

УДК 622.69:669.14:539.4

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Се М.К.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Кокушкин Ю.А.	к.т.н., доцент		

**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
доцент	Крепша Н. В.	к.г.-м.н., доцент		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шендерова И. В.	старший преподаватель		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		

Томск – 2016г.

## *Планируемые результаты обучения магистрантов*

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р1</b>	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
<b>Р2</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i>	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<b>Р3</b>	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
<b>Р4</b>	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22;
<b>Р5</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20;

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р6</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.</i>	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
<b>Р7</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве члена и <i>руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23
<b>Р8</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-8; ПК-23

**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:  
Зав. кафедрой

Рудаченко А.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Се Михаилу Кинчиевичу

Тема работы:

«Сравнительный анализ прочностных характеристик сталей трубного сортамента в процессе длительной эксплуатации магистральных газонефтепроводов»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 3284/с от 28.04.2016 г.
---	---------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	19.05.2016 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Стали трубного сортамента; сталь 17ГС; дефект, обнаруженный в результате внутритрубной диагностики.
---------------------------------	---

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Поиск и обзор литературы по теме; аналитика изменения прочностных свойств; методика расчета дефекта в трубопроводе.
<b>Перечень графического материала</b>	Графические материалы оформлены в виде презентации Microsoft Power Point
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф И.В. к.э.н, доцент
«Социальная ответственность»	Крепша Н.В. к.г.-м.н., доцент
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
«Роль возраста трубопровода в его остаточном ресурсе»	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	16.03.2016г
---	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Кокушкин Ю.А.	к.т.н., доцент		01.02.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Се Михаил Кинчиевич		01.02.2016

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Се Михаила Кинчиевича

Институт	ИПР	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01. «Нефтегазовое дело», профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»

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

1. Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на проведение внутритрубной диагностики
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. СТО Газпром РД 1.12-096-2004
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Налоговый кодекс РФ; 2. ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Определение ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности проекта.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	1. Составление плана проекта с учетом необходимых временных и трудовых затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	1. Расчет суммарных затрат на проведение внутритрубной диагностики.

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

Таблицы: «Оборудование»; «Расчет стоимости материалов на проведение мероприятия»; «Расчет заработной платы»; «Амортизационные отчисления»; «Расчет страховых взносов»; «Общие затраты».

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф Ирина Валерьевна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Се Михаил Кинчиевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4А	Се Михаилу Кинчиевичу

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

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

*1. Характеристика объекта исследования (вещество,  
— материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)*

*Рассматриваются мероприятия необходимые для проведения внутритрубной диагностики магистрального газопровода в районе Крайнего Севера; диагностика производится круглогодично.*

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

<i>1. Производственная безопасность:</i>	<i>Проанализировать следующие вредные и опасные производственные факторы и обосновать мероприятия по их устранению: 1. превышение уровней шума; 2. отклонение показателей климата на открытом воздухе; 3. загазованность рабочей зоны; 4. утечки вредных и токсичных веществ в атмосферу 5. движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 6. высокое давление газопровода; 7. пожаровзрывоопасность; 8. законодательное регулирование проектных решений</i>
<i>2. Экологическая безопасность:</i>	<i>Привести анализ воздействий на окружающую среду и методы восстановления целостности природных объектов при проведении внутритрубной диагностики.</i>
<i>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i>	<i>В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:</i>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– паводковые наводнения;</li> <li>– лесные пожары;</li> <li>– террористические акты;</li> <li>– по причинам техногенного характера (аварии);</li> <li>– аварии могут привести к чрезвычайным ситуациям.</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p>	<p>Согласно СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов» при эксплуатации магистральных газопроводов эксплуатирующая организация (ЭО) организует и осуществляет административно - производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на объектах МГ в порядке, определяемом ОАО «Газпром».</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ЭБЖ	Крепша Нина Владимировна	Кандидат геолого-минералогических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Се М.К.		



## Реферат

Выпускная квалификационная работа Се М. К. на тему «Сравнительный анализ прочностных характеристик сталей трубного сортамента в процессе длительной эксплуатации магистральных газонефтепроводов».

Место дипломирования НИ ТПУ, ИПР, ТХНГ, специальность 131000 «Нефтегазовое дело», профиль «Сооружение и ремонт объектов систем трубопроводного транспорта», руководитель Кокушкин Ю.А.

2016 год, 6 глав, 108 страниц, 7 формул, 9 рисунков, 46 источников.

ПРОЧНОСТЬ, УСТАЛОСТНОЕ РАЗРУШЕНИЕ, СТРУКТУРА, СТАЛЬ, ПРЕДЕЛ ПРОЧНОСТИ.

Цель работы – анализ изменения прочностных характеристик сталей трубного сортамента в процессе длительной эксплуатации магистральных газонефтепроводов.

В процессе работы был исследован процесс изменения прочностных характеристик а так же структуры стали, произведена аналитика изменения прочностных характеристик стали 17 ГС.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word, графический материал выполнен в программе Kompas 3D, таблицы составлены в программе Microsoft Office Excel.

## Определения

В данной работе приведены следующие термины с соответствующими определениями:

Разрушение – появление новых или увеличение площади старых свободных поверхностей в кристалле.

Трещина – участок твёрдого тела, ограниченный свободными поверхностями (за исключением внешней).

Цикл – замкнутая однократная смена напряжений, получающая непрерывный ряд значений.

Предел прочности – механическое напряжение, выше которого происходит разрушение материала. Иначе говоря, это пороговая величина, превышая которую механическое напряжение разрушит некое тело из конкретного материала.

Пределом текучести – механическая характеристика материала, характеризующая напряжение, при котором деформации продолжают расти без увеличения нагрузки.

Относительное удлинение  $\delta$  представляет собой отношение приращения длины образца после его разрыва к первоначальной расчетной длине и выражается в процентах.

## **Оглавление**

Введение.....	13
ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ .....	15
1.1 Общая информация о используемых трубах.....	15
1.2 Маркировка и прочностные характеристики труб для магистральных трубопроводов .....	17
1.3 Напряженно-деформированное состояние металла трубопроводов .....	33
1.4 Усталость стали .....	36
1.5 Влияние старения на прочностные свойства стали.....	41
1.6 Сведения о структуре стали и ее изменении при нагружении .....	43
1.7 Структура стали до нагружения .....	44
1.8 Изменения структуры стали в процессе нагружения.....	49
1.9 Методология продления ресурса металла нефтегазопроводов .....	50
ГЛАВА 2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. ....	61
2.1 Сталь конструкционная 17ГС .....	61
2.2 Расчёт элементов конструкций на долговечность .....	62
ГЛАВА 3. РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА. ....	66
3.1 Анализ изменения прочностных характеристик стали 17ГС .....	66
3.2 Расчет критической длины трещины с применением коэффициента интенсивности .....	70
ГЛАВА 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ.....	72
ГЛАВА 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
5.1 Оборудование .....	76
5.2 Автотранспорт .....	76
5.3 Расчет амортизационных отчислений.....	77
5.4 Расчет затрат на материалы .....	78
5.6 Расчет затрат на оплату труда.....	79
5.7 Расчет затрат на страховые взносы .....	80
5.8 Расчет общих затрат.....	81

ГЛАВА 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ .....	83
6.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	84
6.1.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе .....	84
6.1.2. Нормирование уровня шума .....	89
6.1.3. Загазованность воздушной среды .....	90
6.1.4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу .....	93
6.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	94
6.2.1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования...	94
6.2.2. Высокое давление газопровода.....	95
6.3 Экологическая безопасность.....	96
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	98
6.5 Законодательное регулирование проектных решений.....	101
Заключение .....	104
Список использованной литературы.....	105

## Введение

Эксплуатационная надежность трубопроводной системы во многом определяется неизменностью прочностных свойств металла труб и склонностью его к хрупкому разрушению на протяжении всего жизненного цикла системы. Основная часть отечественных трубопроводов изготовлена из сталей 14ХГСА, 10Г2С, 19Г, 17ГС, 17Г1С. Трубы из этих сталей находятся в эксплуатации 20...40 лет и более. Известно, что свойства сталей меняются во времени в результате перераспределения в твердом растворе атомов углерода и азота. Это явление называют старением. В металле труб газопроводов при длительной эксплуатации под воздействием изменяющихся параметров внешней среды и транспортируемого продукта происходят медленные процессы изменения металлографической структуры, обусловленные различного вида воздействиями на металл труб. Воздействие на металл влажного грунта после повреждения изоляционного покрытия приводит к коррозионным повреждениям структуры металла. При воздействии температуры могут происходить локальные деформационные процессы за счет линейного расширения. Длительное воздействие повышенной температуры, даже не слишком высокой (30...40 °С), может привести к старению низколегированных низкоуглеродистых трубных сталей. Еще одним важным источником структурных изменений металла является длительное влияние взаимодействия со сталью труб транспортируемого углеводородного продукта, часто содержащего в своем составе некоторое количество водорода, сероводорода, воды. Диссоциированный водород имеет высокую проникающую способность, поэтому, проникая внутрь металла, повышает в нем внутренние напряжения. Приведенные воздействия на газопроводы, приводящие к структурным изменениям металла, в реальных условиях длительной эксплуатации выглядят намного сложнее, так как являются

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					Сравнительный анализ прочностных характеристик сталей трубного сортамента в процессе длительной эксплуатации магистральных газонефтепроводов			
Разраб.		Се М.К.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Кокушкин Ю.А.					13	108
Консульт.		Кокушкин Ю.А.				НИ ТПУ группа 2БМ4А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

результатом совместного влияния сразу нескольких видов.

Структурные изменения могут влиять на прочность труб неоднозначно: на начальных стадиях их воздействие, как правило, упрочняет металл, со временем происходит его разупрочнение с образованием повреждений, которые могут стать причиной разрушения металла труб.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

## ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

### 1.1 Общая информация о используемых трубах

Трубы являются «основой» трубопровода. В зависимости от диаметра, рабочего давления и условий прокладки и эксплуатации трубопровода осуществляется выбор труб определенного класса или категории прочности, что включает в себя требования к прочностным и вязким свойствам химическому составу металла труб, характеристикам его свариваемости, к геометрии труб и т.п.

Развитие трубопроводных систем напрямую связано с развитием и совершенствованием трубных сталей. Первые газопроводы, построенные в период 1929-1946 годов (Баку – Батуми, 1929; Гурьев – Орск, 1933-1935; Саратов – Москва, 1946), были рассчитаны на небольшие рабочие давления, имели диаметр в пределах 219-377 мм, и для их строительства использовали трубы с пределом прочности не более 420 МПа. Необходимость увеличения пропускной способности газопровода и повышения рабочего давления до 5,5 МПа привела в 1947 - 1960 годах к появлению труб с уровнем прочностных характеристик в диапазоне 420-490 МПа и диаметром 530-820 мм. Следующим шагом в развитии трубопроводных систем (1960-1975) стал выпуск труб диаметром 1020 - 1420 мм с уровнем прочности 490 - 510 МПа, рассчитанных на давление 5,5 - 7,5 МПа. Разработка в период 1976 - 2005 годов трубных сталей и получение труб с пределом прочности 540 - 580 МПа позволили повысить давление в трубопроводных системах до 9,8 МПа, а появление в последние годы высокопрочных трубных сталей – до 11,7 МПа и выше.

В ближайшее время рост мировой добычи нефти и газа будет сопровождаться усложнением условий эксплуатации месторождений (рис. 1.1.)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
					<i>Сравнительный анализ прочностных характеристик сталей трубного сортамента в процессе длительной эксплуатации магистральных газонефтепроводов</i>			
Разраб.		Се М.К.			Обзор литературы	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Кокушкин Ю.А.					15	108
Консульт.		Кокушкин Ю.А.				НИ ТПУ группа 2БМ4А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Как видно из сопоставительного анализа на рис. 1.1 доля сложных месторождений нефти и газа в период с 2003 по 2010 год увеличилась практически в два раза. В основном это происходит за счет ввода в эксплуатацию месторождений с коррозионно активными средами, подводных и расположенных в условиях отрицательных температур. Усложнение условий эксплуатации месторождений, в свою очередь, обуславливает растущие требования к трубной продукции.

Сегодня трубы диаметром 530 - 1420 мм составляют основу линейной части большинства газонефтепроводов России. При этом основными, принятыми в качестве базовых для строительства магистральных газопроводов, являются трубы диаметром 1420 мм. Для нефтепроводов используют трубы диаметром до 1220 мм. Они составляют половину от всех труб, применяемых в нефтегазовой отрасли.

В России в настоящее время освоено производство современных одношовных труб диаметром до 1067 мм, рассчитанных на давление 10 МПа и более; двухшовных – диаметром 1220 мм, на давление до 7,5 МПа; одношовных – диаметром 1420 мм с толщиной стенки до 42 мм; а также спиральношовных труб диаметром до 1420 мм, на давление до 9,8 МПа. Все выпускаемые трубы имеют наружное антикоррозионное покрытие и соответствуют требованиям российских ГОСТов и ряда зарубежных нормативных документов. Технология изготовления труб регламентируется техническими условиями производителя.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		16





Рисунок 1.1 – Усложнение условий эксплуатации месторождений

## 1.2 Маркировка и прочностные характеристики труб для магистральных трубопроводов

Отечественная маркировка труб была регламентирована в ГОСТ 20295-91, который распространяется на стальные сварные прямошовные и спиральношовные трубы диаметром 159 - 820 мм, применяемые для сооружения магистральных газонефтепроводов, нефтепродуктопроводов, технологических и

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

промышленных трубопроводов. Указанный стандарт подразделяет трубы в зависимости от уровня их механических свойств на следующие классы прочности: К34, К38, К42, К50, К52, К55, К60. В основу маркировки заложена минимально допустимая величина временного сопротивления разрыву, указанная в кгс/мм<sup>2</sup>. Требуемые значения механических свойств представлены в таблице 1.1.

Выбор труб для строительства магистральных трубопроводов регламентируется СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы». Согласно этому документу для труб диаметром до 500 мм используют спокойные и полуспокойные углеродистые и низколегированные стали. Для труб диаметром до 1020 мм применяют только низколегированные стали. Для труб диаметром до 1420 мм включительно применяют низколегированные стали в термически или термомеханически упрочненном состоянии.

Таблица 1.1 – Требования к механическим свойствам труб по ГОСТ 20295-91

Класс прочности	Временное сопротивление разрыву $\sigma_{в}$ , Н/мм <sup>2</sup> (кгс/мм <sup>2</sup> )	Предел текучести $\sigma_{г}$ , Н/мм <sup>2</sup> (кгс/мм <sup>2</sup> )	Относительное удлинение 5, %
	min		
К34	333 (34)	206 (21)	24
К38	372 (38)	235 (24)	22
К42	412 (42)	245 (25)	21
К50	485 (50)	343 (35)	20
К52	510 (52)	353 (36)	20
К55	539 (55)	372 (38)	20
К60	588 (60)	412 (42)	16

Маркировка труб для объектов газовой отрасли регламентируется СТО Газпром 2-2.1-249-2008 «Магистральные газопроводы», в котором, так же как в ГОСТ 20295-91, в основе маркировки труб лежит классификация по временному сопротивлению разрыву при одноосном растяжении (табл. 1.2).

Для объектов ОАО «Газпром» выбор труб осуществляется в соответствии с СТО 2-2.1-131-2007 «Инструкция по применению стальных труб

на объектах ОАО «Газпром», объединяющим в своем составе технические условия на трубы отечественных и зарубежных производителей для газовой отрасли.

Для нефтяной промышленности основным нормативным документом, определяющим выбор труб и соединительных деталей, являются ОТТ-08.00-60.30 «Общие технические требования на нефтепроводные трубы большого диаметра», введенные к применению в отрасли с 2004 года. Требования гармонизированы с зарубежными стандартами и спецификациями: ISO 3183-3:1999 Petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline – Technical delivery conditions – Part 3: Pipes of requirement class C; API Spec. 5L Specifications for Line Pipe, USA, 2000; EN 10208-2 «Европейский стандарт. Стальные трубы трубопроводов для горючих материалов. Технические условия»; ASTM A370-90a Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products и др.

Таблица 1.2 – Механические свойства металла труб и соединительных деталей трубопроводов

Класс прочности	Временное сопротивление, МПа	Предел текучести, МПа	Мах отношение предела текучести к временному сопротивлению	Min относительное удлинение, %
	min			
К65	640	555	0,92	18,0
К60	590	485	0,90	20,0
К56	550	450	0,90	20,0
К54	530	415	0,90	20,0
К52	510	390	0,90	20,0
К50	490	360	0,90	20,0
К48	470	290	0,85	21,0
К42	415	245	0,85	21,0

Согласно ОТТ-08.00-60.30.00-КТН-013-1-04, для магистральных нефтепроводов должны применяться трубы следующих классов прочности: К42, К48, К50, К52, К54, К55, К56, К60. В табл. 1.3 приведены требования к механическим свойствам труб различных классов прочности.

Таблица 1.3. – Требования к механическим свойствам труб ОТТ-08.00-60.30.00-КТН-013-1-04

Класс прочности	Временное сопротивление разрыву $\sigma_B$ , Н/мм <sup>2</sup> (кгс/мм <sup>2</sup> )	Предел текучести $\sigma_T$ , Н/мм <sup>2</sup> (кгс/мм <sup>2</sup> )	Относительное удлинение $\delta_5$ , %
	min		
К42	410 (42)	245 (25)	21
К48	470 (48)	265 (27)	21
К50	490 (50)	345 (35)	20
К52	510 (52)	355 (36)	20
К54	530 (54)	380 (39)	20
К55	540 (55)	390 (40)	20
К56	550 (56)	410 (42)	20
К60	590 (60)	460 (47)	20

Следует обратить внимание на то, что максимальные значения временного сопротивления разрыву В и предела текучести Т не должны превышать установленные нормы для труб более чем на 108 Н/мм<sup>2</sup>, а отношение предела текучести к временному сопротивлению разрыву (Т/В) основного металла труб не должно превышать 0,90. Согласно этому стандарту углеродисто-марганцевые стальные трубы в маркировке должны содержать следующие обозначения [22]:

- способ изготовления,
- предел текучести,
- уровень неразрушающего контроля,
- индекс дополнительных требований по эксплуатации.

В таблице 1.4 представлены требования к механическим свойствам труб согласно СТО Газпром СН 39-1.8-2004

Для спиральношовных труб большого диаметра базовыми являются ТУ 14-ЗР-60-2003, которые разработаны с учетом требований API 5L и предусматривают, что выпускаемые трубы для трубопроводов высокого давления по потребительским свойствам соответствуют требованиям API 5L, ASTM 7107, ISO 9000 и др [7].

Таблица 1.4. – Труба из С-Mn стали, механические свойства

Предел текучести, МПа <sup>3</sup>	Предел прочности, МПа <sup>4</sup>	$\sigma_T / \sigma_B$ max <sup>5</sup>	Max твердость (HV 10)	Относительное удлинение $\delta_5$ min, %
245	370	0,90	270	22
290	415	0,90	270	21
360	460	0,90	270	20
415	520	0,92	270	18
450	535	0,92	270	18
485	570	0,92	300	18
555	625	0,92	300	18

Следует отметить, что в России на каждый крупный трубопроводный проект составляют специальные технические условия, которые, наряду со стандартными общепринятыми требованиями российских и зарубежных норм, отражают специфические особенности проекта.

За рубежом используют единые методики проектирования и выбора труб для трубопроводных систем, которые отражены в следующих документах:

1. Требования распространяются на испытания в поперечном (Т) и продольном (L) направлении в соответствии с указанным в шапке для каждой из колонок.
2. Требования применимы к сварным или бесшовным трубам из С-Mn стали с пределом текучести вплоть до 555 МПа. Использование более высокой прочности должно быть предварительно согласовано.
3. Фактический предел текучести в продольном направлении не должен превышать нормативный предел текучести более чем на 120 МПа.

4. Нормативный предел прочности в продольном направлении может быть на 5 % ниже требуемых значений в поперечном направлении.

5. Отношение  $\sigma_T/\sigma_B$  в продольном направлении не должно превышать максимальное указанное значение в поперечном направлении более чем на 0,020 для стандартного материала и более чем на 0,030 для материала, предназначенного для эксплуатации в кислых средах.

- ISO 3183:2007 «Промышленность нефтяная и газовая. Стальная труба для систем трубопроводного транспорта»;
- стандарт API 5L «Спецификация на трубы для трубопроводов»;
- стандарт ASME B31.8-2007 «Газотранспортная и распределительная система».

Основным принципиальным различием отечественных и зарубежных нормативных документов является разница в подходе к определению класса прочности труб. В основе зарубежной маркировки труб заложен предел текучести, в то время как отечественная маркировка основана на величине временного сопротивления разрыву.

ISO 3183 является зарубежным стандартом, объединившим технические требования к трубной металлопродукции основных производителей.

Маркировка труб для трубопроводов согласно ISO 3183 «Стальная труба для систем трубопроводного транспорта» предусматривает наличие двух основных уровней стандартных технических требований для магистральных труб: PSL 1 и PSL 2. Уровень PSL 1 обеспечивает стандартный уровень качества для магистральных труб. Уровень PSL 2 предусматривает дополнительные требования по химическому составу, вязкости, прочности, а также 100%-но неразрушающий контроль трубной продукции.

Маркировка труб по уровню PSL 2 включает в себя следующие характеристики: на первой позиции указывается вид продукции, обозначенный буквой L, затем следует минимально допустимая величина предела текучести, указанная в МПа (Н/мм<sup>2</sup>), и заканчивает маркировку кодировка металла труб в

					<b>Обзор литературы</b>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

состоянии поставки, обозначаемая следующим образом:

- R — сразу после прокатки;
- N — прокатан до состояния нормализации, формоизменен до состояния нормализации, нормализован или нормализован и отпущен;
- Q — закален и отпущен;
- M — термомеханически прокатан или термомеханически формоизменен.

Прочностные свойства металла труб уровня PSL 2 должны соответствовать приведенным в таблице 1.5.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23



Таблица 1.5 – Требования по результатам испытаний на растяжение для труб PSL 2

Марка трубы	Тело бесшовных и сварных труб					Сварные швы труб HFW, SAW и COW	
	Предел текучести <sup>a</sup> R <sub>10,5</sub> <sup>b</sup> , МПа (фунтов/кв. дюйм)		Предел прочности на растяжение <sup>a</sup> R <sub>m</sub> , МПа (фунтов/кв. дюйм)		Max отношение <sup>a, b, c</sup> R <sub>10,5</sub> /R <sub>m</sub>	Min удлинение A <sub>g</sub> , %	Min предел прочности на растяжение <sup>a</sup> R <sub>m</sub> , МПа (фунтов/кв. дюйм)
	min	max	min	max			
1	2	3	4	5	6	7	8
L245R или BR L245N или BN L245Q или BQ L245M или BM	245 (35 500)	450 <sup>c</sup> (65 300) <sup>c</sup>	415 (60 200)	760 (110 200)	0,93	ƒ	415 (60 200)
L290R или X42R L290N или X42N L290Q или X42Q L290M или X42M	290 (42 100)	495 (71 800)	415 (60 200)	760 (110 200)	0,93	ƒ	415 (60 200)
L320N или X46N L320Q или X46Q L320M или X46M	320 (46 400)	525 (76 100)	435 (63 100)	760 (110 200)	0,93	ƒ	435 (63 100)
L360N или X52N L360Q или X52Q L360M или X52M	360 (52 200)	530 (76 900)	460 (66 700)	760 (110 200)	0,93	ƒ	460 (66 700)
L390N или X56N L390Q или X56Q L390M или X56M	390 (56 600)	545 (79 000)	490 (71 100)	760 (110 200)	0,93	ƒ	490 (71 100)
L415N или X60N L415Q или X60Q L415M или X60M	415 (60 200)	565 (81 900)	520 (75 400)	760 (110 200)	0,93	ƒ	520 (75 400)
L450Q или X65Q L450M или X65M	450 (65 300)	600 (87 000)	535 (77 600)	760 (110 200)	0,93	ƒ	535 (77 600)
L485Q или X70Q L485M или X70M	485 (70 300)	635 (92 100)	570 (82 700)	760 (110 200)	0,93	ƒ	570 (82 700)
L555Q или X80Q L555M или X80M	555 (80 500)	705 (102 300)	625 (90 600)	825 (119 700)	0,93	ƒ	625 (90 600)
L625M или X90M	625 (90 600)	775 (112 400)	695 (100 800)	915 (132 700)	0,95	ƒ	695 (100 800)
L690M или X100M	690 (100 100)	840 (121 800)	760 (110 200)	990 (143 600)	0,97 <sup>e</sup>	ƒ	760 (110 200)
L830M или X120M	830 (120 400)	1 050 (152 300)	915 (132 700)	1 145 (166 100)	0,99 <sup>g</sup>	ƒ	915 (132 700)

Для промежуточных марок разность между установленным максимальным пределом текучести и установленным минимальным пределом текучести должна соответствовать данным, приведенным в таблице для следующей более высокой марки, а для промежуточных марок ниже марки L555



или X80 предел прочности на растяжение должен быть < 760 МПа (110 200 фунтов/кв. дюйм). Для промежуточных марок ниже марки L555 или X80 максимально допустимый предел прочности на растяжение должен выводиться интерполяцией. Для единиц SI вычисленное значение должно округляться до ближайших 5 МПа. Для единиц USC вычисленное значение должно округляться до ближайших 100 фунтов/кв. дюйм. Разность между установленным минимальным пределом прочности на растяжение и установленным минимальным пределом текучести должна соответствовать данным, приведенным в таблице для следующей более высокой марки[22].

1. Для марок > L625 или X90 применяется  $R_{p0.5}$ .
2. Данное предельное значение применяется для труб с  $D > 323,9$  мм (12,750 дюйма).
3. Для промежуточных марок установленный минимальный предел прочности на растяжение для сварного шва должен представлять такое же значение, какое было определено для тела трубы и приведено в подстрочном примечании а.
4. Для труб с  $D < 219,1$  мм (8,625 дюйма) максимальный предел текучести должен быть < 495 МПа (71 800 фунтов/кв. дюйм).
5. Установленное минимальное удлинение  $A_f$ , выраженное в процентном соотношении и округленное до ближайшего процентного значения, должно определяться по следующей формуле: 
$$A_f = C \frac{A_{xc}^{0,2}}{U^{0,9}},$$

где  $C$  составляет 1940 для вычислений с использованием единиц SI и 625000 для вычислений с использованием единиц USC;  $A_{xc}$  — площадь поперечного сечения соответствующего образца для испытаний на растяжение, выраженная в мм<sup>2</sup> (кв. дюймах) следующим образом:

- для образцов для испытаний с круглым поперечным сечением 130 мм<sup>2</sup> (0,20 кв. дюйма) для образцов для испытаний диаметром 12,5 мм (0,500 дюйма) и 8,9 мм (0,350 дюйма); и 65 мм<sup>2</sup> (0,10 кв. дюйма) для образцов для испытаний диаметром 6,4 мм (0,250 дюйма);

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

- для образцов для испытаний полного сечения менее а)  $485 \text{ мм}^2$  (0,75 кв. дюйма) и Б) площади поперечного сечения образцов для испытаний выведенной, используя установленный наружный диаметр и установленную толщину стенки трубы, округленных до ближайших  $10 \text{ мм}^2$  (0,01 кв. дюйма);

- для образцов для испытаний полос менее а)  $485 \text{ мм}^2$  (0,75 кв. дюйма) и Б) площади поперечного сечения образца для испытаний выведенной, используя установленную ширину испытательного образца и установленную толщину стенки трубы, округленных до ближайших  $10 \text{ мм}^2$  (0,01 кв. дюйма);

U— установленный минимальный предел прочности на растяжение, выраженный в МПа (фунтах/кв. дюйм);

Меньшие значения отношения  $R_{t0.5}/R_m$  могут быть установлены по согласованию для труб L690 или X100 и L830 или X120.

Стандарт API Specification 5L (43-е издание) «Спецификация на трубы для трубопроводов», так же как и ISO 3183, устанавливает требования для двух уровней продукции: PSL 1 и PSL 2. Эти две категории PSL предназначены для определения различных уровней стандартных требований. Спецификация PSL 2 содержит обязательные требования по углеродному эквиваленту, ударной вязкости образца с надрезом, максимальному пределу текучести и максимальному пределу прочности на разрыв.

Основой маркировки труб категории PSL 2 являются значения предела текучести, указанные в фунтах/кв. дюйм (psi), которые должны соответствовать требованиям прочности при растяжении, приведенным в таблице 1.6.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

Таблица 1.6 – Требования к механическим свойствам при растяжении  
для PSL 2

Категория прочности	Предел текучести, МПа (psi)		Предел прочности, МПа (psi)		Min удлинение на длине 2 дюйма (50,8 мм), %*
	min	max	min	max	
B	241 (35)	448 (65)	414 (60)	758 (110)	a
X42	290 (42)	496 (72)	414 (60)	758 (110)	a
X46	317 (46)	524 (76)	434 (63)	758 (110)	a
X52	359 (52)	531 (77)	455 (66)	758 (110)	a
X56	386 (56)	544 (79)	490 (71)	758 (110)	a
X60	414 (60)	565 (82)	517 (75)	758 (110)	a
X65	448 (65)	600 (87)	531 (77)	758 (110)	a
X70	483 (70)	621 (90)	565 (82)	758 (110)	a
X80	552 (80)	690 (100)	621 (90)	827 (120)	a

Минимальное удлинение на длине 2 дюйма (50,8 мм) определяется по следующему уравнению:  $e = 1,944 (A^{0,2}/U^{0,9})$ ,

где: e — минимальное удлинение на длине 2 дюйма (50,8 мм), %; A — площадь применяемых при испытаниях образцов, мм<sup>2</sup>; U — установленный минимальный предел прочности при растяжении, МПа.

Анализ представленных данных по особенностям маркировки труб в отечественных и иностранных стандартах показывает, что ключом для трансляции может служить предел текучести. При этом в качестве основы для трансляции отечественной маркировки труб могут быть использованы прочностные свойства по ISO 3183 и API 5L. Сравнительный анализ нормативных требований к трубам по данным разных стандартов и трансляция различных категорий или классов прочности труб представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Сопоставление нормативных требований ряда стандартов к трубам

Сопоставление нормативных требований ряда стандартов к трубам

Иностранные стандарты ISO 3185 и API 5L		Отечественные стандарты ГОСТ 20295-91 и СТО Газпром 2-2.1-249-2008*						
Марка по ISO	Марка трубы по API 5L	Предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа	$\sigma_t/\sigma_b$ по API 5L	Марка по ГОСТ 20295-91	Предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа	$\sigma_t/\sigma_b$ по ГОСТ 20295-91
L245	B	245	415	0,59	K42(K42)	245 (245)	412 (415)	0,59 (0,59)
L290	X42	290	415	0,70	(K48)	(290)	(470)	(0,62)
L320	X46	320	435	0,74				
L360	X52	360	460	0,78	K50	343	485	0,71
L390	X56	390	490	0,80	K52(K50)	353 (360)	510 (490)	0,69 (0,73)
L415	X60	415	520	0,80	K55	372	539	0,69
L450	X65	450	535	0,84	(K52)	(390)	(510)	(0,76)
L485	X70	485	570	0,85	K60 (K54)	412 (415)	588 (530)	0,70 (0,78)
L555	X80	555	625	0,89	(K56)	(450)	(550)	(0,82)
L625	X90	625	695	0,90	(K60)	(485)	(590)	(0,82)
L690	X100	690	760	0,91	(K65)	(555)	(640)	(0,87)
L830	X120	830	915	0,91				

\* В скобках указаны данные по СТО Газпром 2-2.1-249-2008.

При этом следует отметить, что отечественные трубы, отнесенные к одной категории прочности по значениям предела текучести, должны, согласно ГОСТ 20295 и СТО Газпром 2-2.1-249- 2008, обладать более высоким уровнем предела прочности, чем импортные трубы, регламентированные по API 5L или ISO 3183. Разница в требованиях к уровню этих двух показателей механических свойств в отечественных и иностранных стандартах отражается в значениях отношения  $\sigma_T/\sigma_B$ . Сопоставление данных по величине отношения  $\sigma_T/\sigma_B$  для труб с разным пределом текучести представлено на рисунке 1.2.

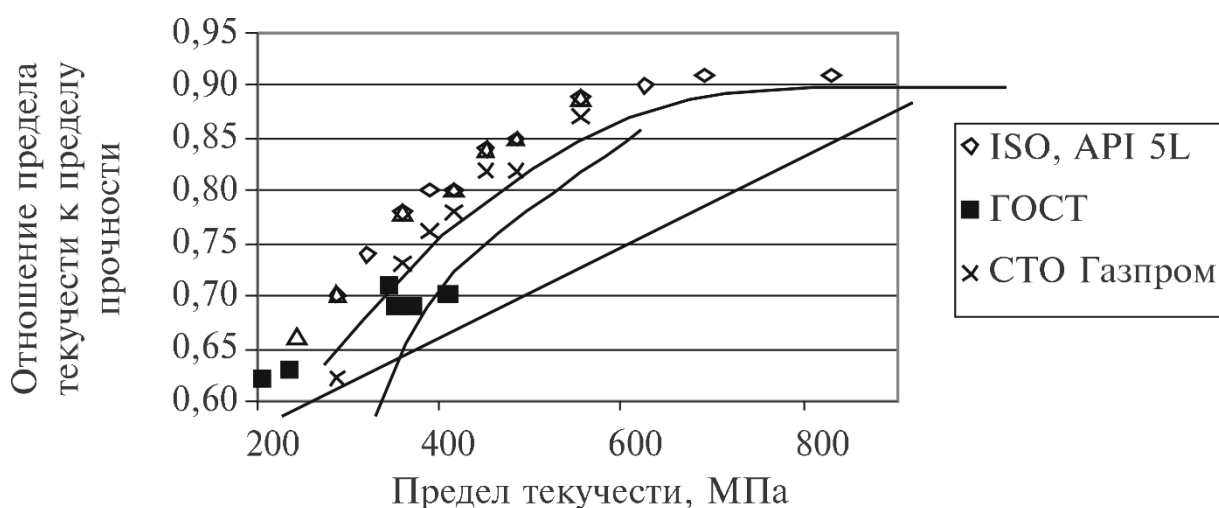


Рисунок 1.2 – Изменение соотношения прочностных свойств труб по данным разных стандартов

Как видно из полученных графиков, рост указанного соотношения прочностных свойств, по данным отечественного ГОСТа 20295 и СТО Газпром 2-2.1-249-2008, происходит несколько медленнее, чем для ISO 3183 и API 5L.

В отечественной нормативной документации соотношение  $\sigma_T / \sigma_B$  регламентируется СНиП 2.05.06-85, который определяет, что трубы из углеродистой стали должны иметь соотношение  $g_t/g_b$  не более 0,75; из низколегированной нормализованной стали – не более 0,8; из дисперсионно-твердеющей нормализованной и термически упрочненной стали – не более 0,85; а из стали контролируемой прокатки, включая бейнитную, – не более 0,9.

Использование требований СНиП 2.05.06-85 позволяет осуществить маркировку труб, выходящих по уровню прочностных свойств за пределы, регламентируемые по ГОСТ 20295 (табл. 1.8).

Таблица 1.8 – Сопоставление маркировки высокопрочных труб по API 5L с маркировкой труб, принятой в отечественной практике

Маркировка по API 5L	Предел текучести, МПа	$\sigma_T/\sigma_B$ по ГОСТ 20295-91	Предел прочности		Маркировка
			МПа	кгс/мм <sup>2</sup>	
X42	290	0,7	414	42	K40 – K42
X52	360	0,75	480	49	K48 – K50
X60	415	0,8	519	53	K52 – K54
X70	485	0,85	571	58	K56 – K58
X80	555	0,9	617	63	K60 – K62
X90	625	0,9	694	71	K70 – K72
X100	690	0,9	767	78	K78 – K80

Иностранные стандарты также регламентируют максимально допустимое значение отношения  $\sigma_T/\sigma_B$ . Так, согласно данным ISO 3183, трубы с пределом текучести от 245 до 555 МПа должны иметь значение отношения показателей их прочностных свойств не более 0,93, а для труб, изготовленных из высокопрочных сталей, это соотношение повышается до 0,95, для труб с пределом текучести 625 МПа, 0,97 - для 690 МПа и 0,99 для 830 МПа. По данным DVN-OS-FIOI, регламентируемое максимальное соотношение  $ST/SB$  несколько ниже и составляет для труб с пределом текучести 245—360 МПа 0,9, для более высокопрочных труб повышается до 0,92. API 5L предусматривает максимальное значение соотношения  $ST/SB$  на уровне 0,93 для труб, экспандированных в холодном состоянии.

Отношение  $a_T/a_B$  является важной характеристикой стали, так как позволяет судить о запасе ее устойчивости к пластической деформации. На диаграмме растяжения участок пластической деформации соответствует отрезку между точками 3 и 4 (рис. 1.3).

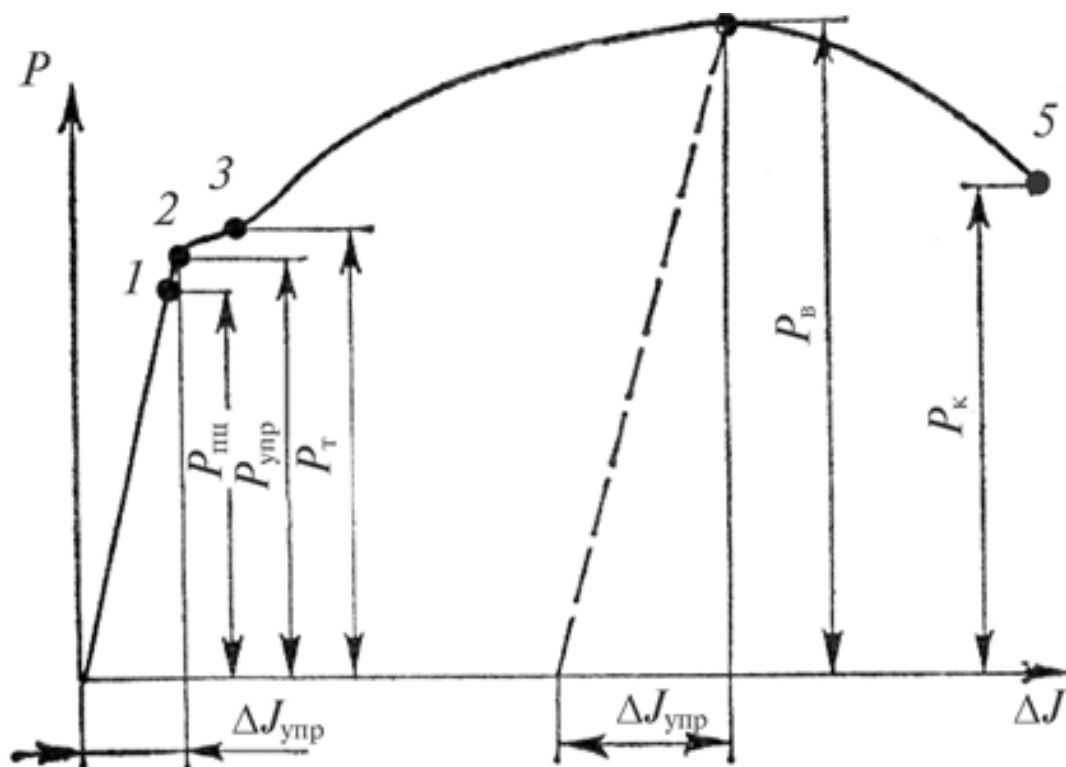


Рисунок 1.3 – Схема диаграммы одноосного растяжения

На этом участке образец подвергается равномерной пластической деформации, распределенной по длине образца, которая заканчивается в момент образования на образце шейки и последующего разрушения. Рост нагрузки после точки 3, характеризующей достижение предела текучести, вызван способностью металла самоупрочняться в процессе пластической деформации. При этом степень деформационного упрочнения, максимальная в начале пластической деформации, по мере ее развития постепенно уменьшается, стремясь к нулю, что отражается на постепенном снижении угла наклона отрезка кривой на участке 3-4[22].

Изменение деформирующей силы в ходе деформации зависит от влияния двух процессов, действующих противоположно: деформационного упрочнения материала и геометрического разупрочнения вследствие утончения образца [10]. Пока рост нагрузки за счет деформационного упрочнения перекрывает ее падение вследствие уменьшения площади сечения образца, деформация устойчива и деформирующая сила растет. Рост силы за счет деформационного упрочнения затухает со временем и на какой-то стадии деформации становится

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата



недостаточным, чтобы компенсировать влияние уменьшения площади поперечного сечения образца. С этого момента деформация протекает при понижающейся нагрузке, теряет устойчивость, наступает ее локализация. Потерю устойчивости процесса деформирования вследствие нарушения баланса между скоростью падения механического сопротивления из-за утончения стержня и скоростью деформационного упрочнения следует рассматривать как истощение несущей способности конструкции. Если деформационное упрочнение при нагружении не возникает, потеря устойчивости начинается вскоре после достижения материалом предела текучести, и отношение  $\sigma_T/\sigma_B$  стремится к 1, как это наблюдается у хрупких материалов, например чугунов (рис. 1.4).

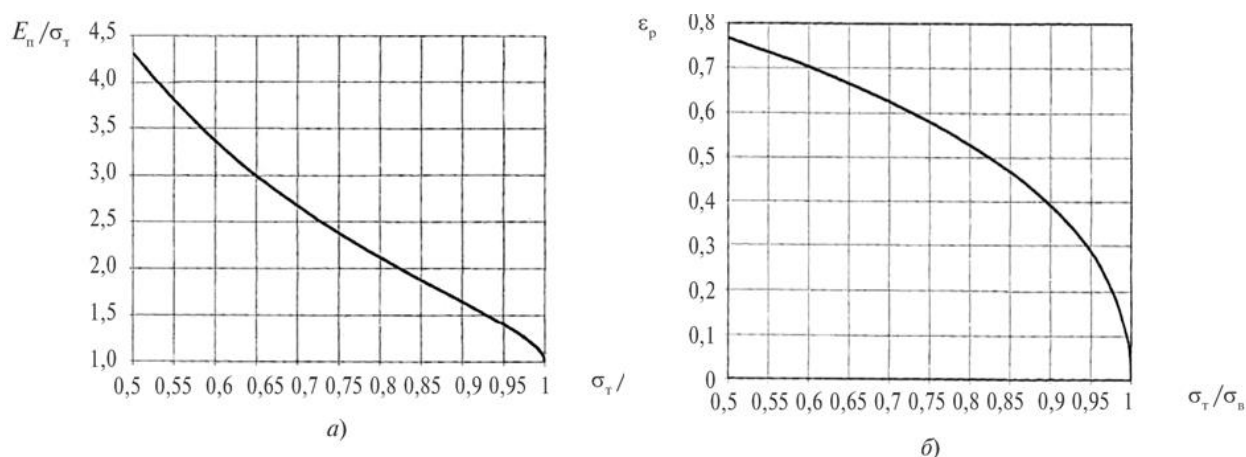


Рисунок 1.4 – Зависимость а) модуля пластического упрочнения и б) деформации в от отношения предела текучести к временному сопротивлению

Таким образом, величина  $\sigma_T/\sigma_B$  является весьма важным показателем, характеризующим способность стали к деформационному упрочнению в процессе пластической деформации. Чем меньше эта величина, тем выше запас устойчивости стали к пластической деформации, тем больше равномерное относительное удлинение образца ( $a_p$ ) без зарождения локального утончения, переходящего в трещину. С этих позиций при выборе труб с одинаковым уровнем предела текучести, но разным соотношением  $g_t/g_b$  предпочтение следует отдавать тем, у которых указанное соотношение меньше.

Выбор труб для подводной части магистральных трубопроводов производится по СТО «Газпром» СН 39-1.8-2004, который идентичен Морскому



стандарту DNV-OS-F101 «Подводные трубопроводные системы» классификационного общества DET NORSKE VERITAS - DNV (НОРВЕЖСКИЙ ВЕРИТАС) с редакционными изменениями для учета научно-технической терминологии, принятой в практике проектирования ОАО «Газпром».

### **1.3 Напряженно-деформированное состояние металла трубопроводов**

Трубы и детали трубопроводов во время эксплуатации испытывают силовое воздействие, приводящее к варьированию напряженного состояния материала [23,24].

Например, в местах переходов трубопроводов через водные преграды, дороги, в местах образования промылов и провисания трубопроводов, вблизи сочленения трубопроводов с агрегатами перекачивающих станций наиболее интенсивно проявляются изгибные напряжения. Воздействие механических внешних напряжений, возникающих в материале труб за счет изменения температуры, изгиба и т.д., совместно с внутренними рабочими напряжениями напрямую влияет на состояние материала.

Известно, что локальные участки трубопроводов с повышенными напряжениями являются предпочтительными для процессов «деградации» функциональных свойств материала за счет деформационного старения и малоциклового усталости металла, которые со временем приводят к критическому состоянию материала и, как следствие, понижению работоспособности труб.

Так как в настоящее время нет приборов, адаптированных к измерению напряжений в действующих трубопроводах, то до сих пор достоверно не оценена в ряде случаев причина отказов трубопроводов и роль в этом механических напряжений. Следовательно, контроль НДС необходим как одна из составляющих превентивных мер по борьбе с авариями на трубопроводах.

Другими составляющими таких мер являются усиление напряженных участков трубопровода, снятие напряжений путем вырезки части напряженного

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		33

участка трубопровода, механическое снятие напряжений путем изменения уровня опор, спрямления изогнутых участков трубопровода. Однако и в этих случаях после проведения подобных мероприятий требуется повторный контроль НДС, на основании которого делается вывод об эффективности реализованных технических решений.

Еще одним практически слабо изученным фактором, который может сказаться на надежности газопроводов является вибрация в присутствии статически действующих напряжений, роль таких напряжений в механизме возникновения усталостных трещин трудно переоценить.

Требует также изучения влияние зон пластичности, возникающих как при изготовлении, так и эксплуатации трубопровода на его надежность в условиях напряженного состояния, обусловленного давлением среды внутри трубопровода и внешними сжимающими или растягивающими напряжениями.

Согласно теории повреждений, вся совокупность явлений на микроуровне (кристаллов, зерен и т.д.) в процессе нагружения - тензоры деформаций и повреждений, определяющих состояние микрочастицы, являются однозначными функционалами функций напряжений.

В работе [25] А.А. Ильюшиным определен математический образ повреждений как функционал трехмерных тензоров напряжений, введена мера повреждений и построена линейная теория, базирующаяся на выражении:

$$p = \int_0^t \Pi(t - \tau) d\sigma(\tau),$$

где  $p$  - повреждение,  $\sigma$  - напряжение,  $t$  - текущее время,  $\Pi(t)$  - ядро повреждений.

Из данной теории следует, что текущая поврежденность материала, определяющая длительную прочность конструкции, зависит, преимущественно, от времени и режимов нагружения.

Следовательно, методы и способы исследования поведения нагруженного материала, оценки напряженно-деформированного состояния конструкции являются одной из ключевых составляющих в задачах определения

надежности В работах [26,27] показано, что в металлических конструкциях могут стабильно существовать напряжения без приложения внешних нагрузок, которые носят название остаточных (residual stresses), собственных или внутренних напряжений.

Причиной внутренних напряжений являются неодинаковые линейные или объемные деформации соседних микрочастиц металла. Различия внутренних напряжений проявляются в характере их распределения по макро- и микрообъемам конструкции, а также в конкретных физико-химических и термомеханических факторах, вызывающих в материале необратимые процессы, такие как неоднородная пластическая деформация, фазовые превращения, диффузия и др. Известно несколько видов классификации остаточных напряжений. Наиболее широко используется классификация Н.Н. Давиденкова. По этой классификации существуют остаточные напряжения трех родов. Они различаются объемами в которых эти напряжения уравниваются.

Напряжения I рода – уравнивающиеся в макрообъеме, т.е. в объеме, соизмеримом с размерами конструкции;

Напряжения II рода – уравнивающиеся в микрообъеме, соизмеримом с объемом одного или нескольких зерен;

Напряжения III рода – искажения кристаллической решетки, обусловленные полями деформаций, связанными как с точечными дефектами, так и с дислокациями.

Кроме того, в нагруженной конструкции действуют внешние напряжения, которые в трубопроводах возникают от следующих нагрузок и воздействий:

- постоянных (статических) нагрузок и воздействий, к которым относятся собственный вес трубопровода, давление перекачиваемой среды, воздействие конструктивных напряжений, приобретенных на стадии строительства;

- временных (циклических) нагрузок, которые включают пульсацию давления перекачиваемой среды, температурные напряжения;
- случайных (особых) нагрузок и воздействий, включающих снеговые, ветровые нагрузки и нагрузки от обледенения, испытательные нагрузки, нагрузки, вызываемые временными неисправностями и нарушениями технологического процесса (например, смещением опор при надземной прокладке трубопровода).

Таким образом, необходимо обосновать метод контроля НДС трубопроводов, который имел бы возможность интегрально оценивать действующие в конструкции напряжения независимо от их происхождения (внешние или внутренние) и выделять зоны с максимальными напряжениями.

#### **1.4 Усталость стали**

Усталостью называют приводящий к появлению и развитию трещин, а затем полному разрушению тела процесс изменения состояния и свойств материала под действием повторно-переменных напряжений. Следует различать знакопеременность нагружения и повторность или многократность.

Усталость проявляется уже при наличии только повторности нагрузок одного направления, например пульсации с изменением нагрузки от нуля до некоторого максимума. Однако знакопеременность нагружения, например при многократном растяжении-сжатии или при изгибе вращающегося образца постоянно направленной силой значительно усиливает развитие усталостных процессов. При данном максимальном напряжении или деформации наиболее опасным является симметричный цикл по сравнению с асимметричным циклом с положительным средним напряжением.

Опасность усталостного нагружения по сравнению с однократным статическим заключается:

- а) в более низкой величине разрушающего напряжения (до половины статической прочности и ниже);

б) в более резком и обычно неблагоприятном влиянии на прочность неоднородности структуры, надрезов, коррозионного воздействия, остаточных растягивающих напряжений и т. д.;

в) в существенно менее пластичном строении излома, что часто приводит к внезапной заключительной фазе разрушения.

Выносливостью называют способность материала и изделий противостоять процессу усталости.

Кривые усталости, называемые также кривыми Велера, бывают двух типов: кривые, которые, начиная с известного числа циклов, практически переходят в горизонталь, подобный тип кривых характерен для многих сталей при невысоких температурах испытания (рис. 1.5, кривая 1); кривые, которые непрерывно понижаются, что характерно для многих сплавов, для сталей и других материалов при высоких температурах испытания и для всех материалов в коррозионной среде (рис. 1.5, кривая 2).

Пределом выносливости называют наибольшую величину максимального напряжения цикла, не вызывающего разрушения практически при очень большом числе циклов ( $10^7$  и более).

Очевидно, такой предел может быть установлен только для материалов, имеющих кривую усталости с горизонтальным участком. Для материалов, у которых кривые усталости непрерывно понижаются, устанавливают предел ограниченной выносливости, при этом указывают величину напряжения и число циклов — базу испытаний.

Для усталостной прочности особенно необходима статистическая трактовка. При достаточном числе образцов, испытанных при разных уровнях напряжения, можно считать пределом выносливости то наибольшее напряжение цикла, при котором с определенной вероятностью не происходит усталостного разрушения до заданного числа циклов, базы испытания.

Левой части кривой Велера соответствует при числах циклов от тысяч до десятков и сотен тысяч так называемая усталость при малом числе циклов или разрушение от повторно-статических нагрузок.

Повторно-статическое разрушение может происходить и от нагрузок, которые раньше считали чисто статическими, например от пусков и остановок машин и двигателей, от резких изменений их режима; от термических, магнитных, центробежных, монтажных напряжений при их повторных изменениях в процессе работы.

Неучет повторности нагружения в подобных случаях приводит к перегрузке конструкций и нередко, как следствие этого, к их поломкам. Например, долгое время считали, что многие детали самолетов подвергаются чисто статическим нагрузкам. И только случаи разрушения при напряжениях, значительно меньших статической прочности, вызвали переход к испытаниям и расчетам на прочность по сопротивлению малоцикловой усталости, что, конечно, привело к понижению допускаемых напряжений.

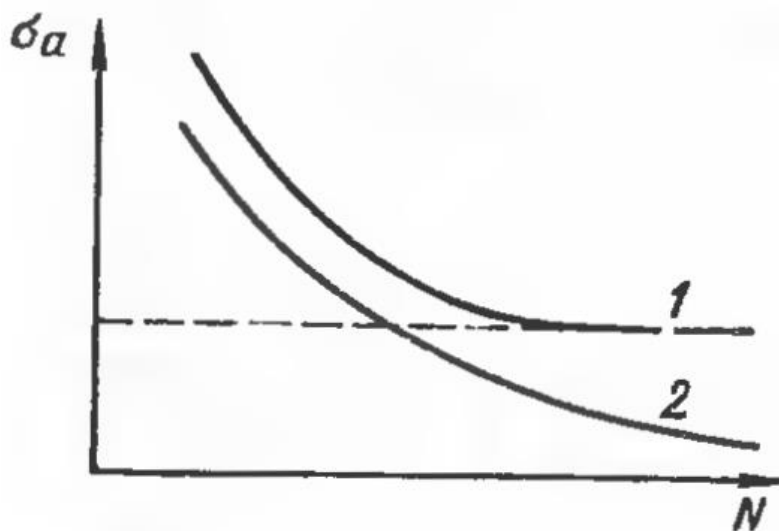


Рисунок 1.5 – Кривые усталости металлов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

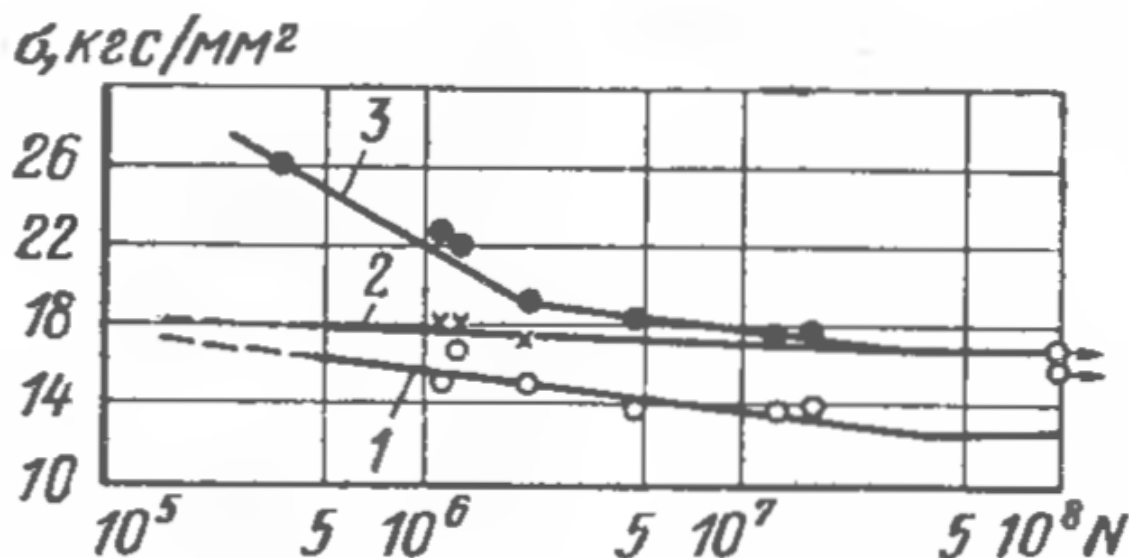


Рисунок 1.6 – Диаграмма усталостного разрушения стали 20 [13]: 1 – начало образования субмикроскопических трещин; 2 – начало образования микротрещин; 3 – окончательное разрушение

Кривую усталости можно строить при доведении испытания и до полного разрушения образца или изделия (обычные кривые усталости или кривые Велера); по началу развития трещины; по накоплению определенной повреждаемости, обнаруживаемой путем электрических, оптических, магнитных и других методов .

Типичное взаимоположение этих кривых приведено на рис. 1.6.

Кроме того, иногда применяют и другие критерии усталостной прочности, например, резкое падение нагрузки, резкое изменение частоты циклов, значительный рост деформаций, появление трещин, заранее predetermined размеров или числа и т. д.

Ввиду трудоемкости испытаний и необходимости применения специальных усталостных машин и образцов было предложено большое число упрощенных, ускоренных и косвенных методов определения усталостной прочности.

С помощью этих методов установлены многие приближенные (качественные) зависимости между пределом выносливости и более простыми

механическими свойствами: временным сопротивлением  $\sigma_v$ , истинным сопротивлением разрушению  $S_K$ , сопротивлением отрыву  $S_{OT}$ , сопротивлением срезу  $t_K$  и др.

Однако в лучшем случае установленные таким образом зависимости справедливы только для данной группы материалов, данных условий нагружения и т. д.

Для надежного определения сопротивления усталости и учета степени асимметрии цикла, масштаба, состояния поверхности и других факторов могут служить только усталостные испытания образцов, натуральных изделий и отдельных узлов на специальных машинах, желательно с применением последующей статистической обработки результатов.

Значение усталостных испытаний для обеспечения оптимальной надежности и ресурса при минимальном весе для современной техники огромно. Имеется мало случаев разрушения в эксплуатационных условиях, в которых в той или иной степени не участвовали бы повторно-переменные нагрузки

Возрастание роли усталостной прочности материалов связано со все большим повышением напряженности и приближением эксплуатационных нагрузок к расчетным, уплотнением эксплуатационных режимов, увеличением ресурса, возрастанием нестационарности нагружения в современной технике. Кроме того, применение материалов с более высоким временным сопротивлением  $\sigma_v$  не приводит к пропорциональному увеличению усталостной прочности.

Для многих областей техники оценку усталостной прочности материалов проводят при разных температурах, в различных средах как на образцах, так и на натуральных изделиях (испытания турбинных лопаток, поршневых и реактивных двигателей, баллонов, ферм и т. п.). Методике и машинам для усталостных испытаний образцов и узлов посвящена специальная литература.



## 1.5 Влияние старения на прочностные свойства стали

Величина предела текучести ( $\sigma_T$ ) определяется вкладом предела макроупругости ( $\sigma_0$ ), вклада  $1(K/\sqrt{d})$  ( $\sigma_n$ ) и вкладом, зависящим от состояния границ зерен и размера зерна ( $K/\sqrt{d}$ ):  $\sigma_m = \sigma_0 + K/\sqrt{d} + \sigma_n$ .

Величина предела макроупругости в трубных сталях ( $\sigma_0$ ) существенно зависит от пересыщения стали углеродом. Поскольку с течением времени углерод покидает решетку  $\alpha$ -железа, предел макроупругости уменьшается. Углерод, «уходящий» из феррита, переходит на границы зерен и образует карбиды. Это приводит к повышению «прочности границ зерен», выражающемуся в увеличении коэффициента  $K$ .

Для выявления старения необходимо отдельно измерять предел макроупругости ( $\sigma_0$ ) и вклад границ ( $K/\sqrt{d}$ ).

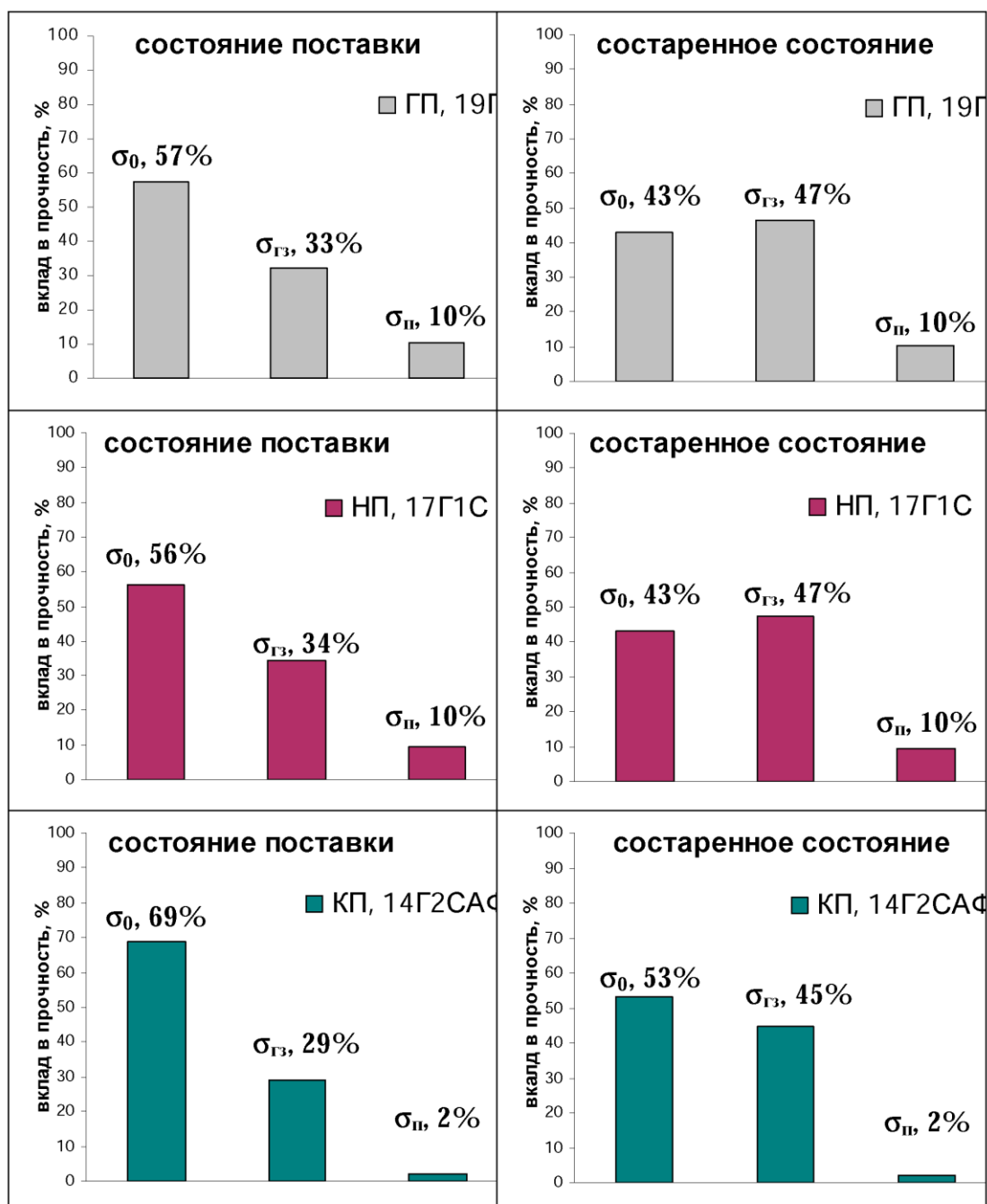
Измерение величины  $\sigma_0$  проведены нами для широкого круга сталей МГ в состоянии после длительной эксплуатации, показывают, что при старении наблюдается весьма существенное уменьшение предела макроупругости, достигающее 100+150 МПа. Таким образом, старение оказывает сильное влияние на предел макроупругости.

В таблице 1.9 приведены экспериментальные данные, иллюстрирующие изменение основных вкладов в предел текучести – вклад предела макроупругости ( $\sigma_0$ ) и вклад границ зерен  $\sigma_{ГЗ} = (K/\sqrt{d})$  в процессе старения для сталей, полученных по различным технологиям.

Из таблицы видно, что существенное уменьшение предела макроупругости стали компенсируется соответствующим повышением вклада границ зерен, и величина предела текучести практически не изменяется.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Таблица 1.9 – Влияние старения на прочностные свойства стали.



Здесь необходимо сделать важное замечание. В процессе старения величина предела текучести (и предела прочности) остается практически неизменной. При этом уровень допустимых рабочих напряжений  $\sigma_{\text{раб}}$ , который традиционно определяется из величины предела текучести  $\sigma_T$  путем деления его на постоянный коэффициент запаса  $n_T$ , в состаренной стали получается таким же, как в несостаренной стали. Однако вследствие падения  $\sigma_0$  величина  $\sigma_{\text{раб}}$  оказывается выше предела макроупругости.

В результате состаренный металл при рабочих нагрузках, вычисляемых по формуле  $\sigma_T/n_T$ , работает не в области упругости, а оказывается в области



Рисунок 1.6 – Влияние старения на прочностные свойства стали.

## 1.6 Сведения о структуре стали и ее изменении при нагружении

На разные механические свойства структура влияет различно, вследствие чего предлагалось (А. Смекал и др.) различать структурно-нечувствительные (например, модули упругости  $E$ ) и структурно-чувствительные свойства (сопротивления различным видам пластической деформации и разрушению, развитию трещин, отрыву, усталости и т. д.).

Структурно-нечувствительные свойства определяются в объемах, значительно превосходящих величину структурных элементов, и потому зависят главным образом от температуры, давления и других внешних факторов. Структурно-чувствительные свойства зависят также еще и от химических, механических, термических и других воздействии, изменяющих локальные структурные особенности данного материала, например индивидуальные особенности данной плавки или партии, и от неоднородности структуры не только от макро- и микроскопической, но и от субструктуры, например от внутреннего строения отдельных микрозерен.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Конечно, такое разделение условно, так как оно может измениться в зависимости от многих факторов. Обычно структурная чувствительность растет с уменьшением размера деформируемой зоны (например, при переходе от гладкого образца к надрезанному и от надрезанного к образцу с трещиной), с увеличением доли растягивающих напряжений и с переходом в область разрушения.

Особое значение имеют несовершенства строения кристаллической решетки [7], называемые дислокациями. Большая часть характеристик пластической деформации и разрушения зависит от строения и движения дислокации сильнее, чем от правильной кристаллической структуры. Таким образом, отклонения от идеальной структуры могут оказаться более важными, чем сама структура.

Поэтому прочностные расчеты на основе моделей совершенных бездефектных кристаллов применимы только для структурно-нечувствительных свойств (например, в упругой области), для расчетов на хрупкое разрушение необходимы уже расчеты с учетом несовершенств и других дефектов структуры.

Ввиду недостаточной разработанности, структурно-кинетический подход еще не мог быть последовательно применен в настоящей книге и в ней изложены лишь некоторые сведения по этим вопросам.

### **1.7 Структура стали до нагружения**

Большинство материалов, в том числе и металлы, занимают промежуточное положение между идеализированным абсолютно твердым, упругим телом и вязкой жидкостью типа смолы.

Так, в известной модели Максвелла одному и тому же телу одновременно приписывают (а не противопоставляют) упругость формы, как свойство идеально-упругого тела – пружины, и вязкость, как характеристику жидкости – поршня, соединенного последовательно с пружиной.

Физической мерой прочности материалов часто считают энергию связи, оцениваемую разностью между энергией связанного состояния совокупности частиц и энергией после разъединения и бесконечного удаления этих частиц друг от друга. Энергия связи равна работе, которую необходимо затратить, чтобы разложить систему на составляющие частицы. Эта же энергия выделяется при возникновении связи. Чем больше энергия связи (по абсолютной величине она отрицательна), тем прочнее связь.

Кроме высокой плотности энергии связи (на 1 грамм-моль или на 1 см<sup>3</sup>) важна также высокая пространственная симметрия строения. Так, графит ввиду низкой пространственной симметрии строения гораздо менее прочен, чем алмаз, хотя плотности энергии связи у графита и алмаза близки по величине.

Известны многочисленные попытки (Н. Ф. Лашко, В. С. Иванова) установления связи между механическим разрушением, с одной стороны, и разрушением твердого тела путем плавления или испарения – с другой [14]. При плавлении кристаллов с ростом запаса тепловой энергии растет число «дыр», не занятых атомами или молекулами узлов решетки. Для плавления достаточно разорвать лишь часть межмолекулярных связей, т. е. достаточно нарушить «дальний порядок», сохранение остальных связей обеспечивает «ближний порядок». При испарении связи и структура разрушаются полностью. Поэтому теплота плавления в десятки раз меньше теплоты испарения.

Следует учитывать резко различную степень локальности при нарушении связей в трех случаях: при механическом разрушении, когда обычно разрушается лишь очень небольшая часть связей, например, при механическом разделении тела на 2 - 3 части в каждой из этих частей связи могут в значительной мере сохраняться; при плавлении, когда нарушается часть связей; при испарении, когда связи разрушаются полностью.

При учете влияния структуры на механические свойства необходимо прежде всего различать степень ее локальности: например, микроскопические элементы структуры, в свою очередь, характеризуются более тонкой внутрезеренной субструктурой.

У металлов основным структурным элементом можно считать зерно (кристаллит), субструктура которого характеризуется блоками мозаики, т. е. зонами зерна. Эти зоны разделены субграницами. Угол разорпентации на субграницах обычно не превышает нескольких минут, а размеры субзерен – блоков находятся между  $10^{-5}$  и  $10^{-3}$  см. Субзерна могут образоваться, например, при ползучести, при нагреве после деформации, при пластической деформации и т. п. Размеры субзерен обычно возрастают при повышении температуры и уменьшении скорости деформации.

Границы зерен – не только поверхности зерен разных ориентировок, но и переходные зоны сопряжения разных зерен. С измельчением зерна общий объем переходных зон растет.

Существуют дислокационные теории, объясняющие влияние границ зерен с учетом «угла разориентации». Старая теория Билбп, согласно которой между зернами существует слой аморфного сильно переохлажденного материала, много лет считалась неверной. Однако в последнее время она вновь выдвигается (например, Моттом), конечно, в модифицированном виде. Во всяком случае очевидно, что на ползучесть, несовершенства упругости и другие механические свойства границы зерен оказывают сильное влияние. Границы зерен могут взаимодействовать с другими дефектами – с дислокациями, примесными атомами и т. п.

Элементы с наименьшим атомным радиусом (порядка 0,5 Å) – водород, бор, углерод, азот и кислород – дают прочные и твердые соединения и легко внедряются в кристаллические решетки металлов, атомный радиус которых порядка 1,5 до 3Å, в то время как элементы с

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

атомным радиусом, близким по величине к атомному радиусу основного металла, могут лишь замещать атомы основного элемента.

В условиях службы при высоких температурах происходит значительное окисление поверхностных слоев по границам зерен. При эксплуатации лопаток реактивных двигателей в тонких поверхностных слоях происходит рекристаллизация, окисление, изменение состава и т. д. Сильный наклеп в результате обработки резанием в таких лопатках распространяется на глубину в несколько десятков микрон.

Механические свойства поверхностных слоев у металлов часто отличаются от внутренних: вследствие изменения структуры и состава от выгорания, обезуглероживания, поглощения углерода, кислорода, водорода из окружающей среды, наличия внутренних напряжений вследствие деформации при структурных изменениях, вследствие различия теплового расширения структурных составляющих и т. п.

Эти изменения обычно происходят в тонких слоях, порядка десятых долей миллиметра.

Всем реальным кристаллам и кристаллическим материалам даже в термодинамически равновесном состоянии присущи те или иные дефекты строения (вакансии, дислокации и другие отклонения от совершенной структуры), естественно, что измеряемая экспериментально прочность обычно имеет гораздо меньшую (на порядок) величину, чем ожидаемая так называемая теоретическая прочность. Причины подобного несоответствия рассматриваются в теории дислокаций. Основой этой теории является допущение наличия почти во всяком твердом теле определенных, несовершенств или неправильностей атомного строения. При этом не делается никаких особых предположений о структуре и под атомами понимают просто жесткие сферы. Поэтому можно думать, что многие выводы теории дислокаций могут быть применены и к ряду неметаллов, обладающих определенной структурой.

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

В теории дислокаций рассматриваются не дефекты вообще, а вполне определенная система несовершенств кристаллического строения, имеющих свою собственную структуру и свои закономерности. Отчасти поэтому современную физику твердого тела называют наукой о несовершенствах строения этих тел. Эта наука оказывает заметное влияние на кристаллографию и другие области, изучающие совершенные структуры (Ф. Зейц).

Число и расположение дефектов сильно меняется при обработке и других воздействиях на тело. Например, при пластической деформации и при облучении быстрыми частицами число точечных дефектов может сильно возрасть.

Понижение прочности от дефектов является закономерностью, типичной для хрупкого разрушения. При пластическом разрушении различные искажения могут значительно повышать сопротивление сдвигу.

Большой частью дислокационные и ранее сложившиеся теории существуют независимо друг от друга. Между тем во многих случаях следовало бы установить взаимосвязь между ними. Такая взаимосвязь применительно к хрупкому разрушению рассмотрена Е. Орованом.

Так, есть известная преемственность в объяснениях упрочнения сплавов путем различных искажений при легировании, термической обработке, наклепе и т. п., которое ранее трактовалось как результат блокирования сдвигов (Людвик, 1916 г.), интерференция скольжений (Джеффрис – Арчер, 1919 г.) и т. д., а теперь рассматривается как результат препятствия движению дислокаций вследствие скопления атомов примесей, частиц выделяющихся фаз, пересечения дислокаций и т. п. Оптимальный для наибольшего повышения сопротивления сдвигу размер препятствия движению дислокаций, очевидно, связан с давно известной критической степенью дисперсности структурных выделений при старении.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48



## 1.8 Изменения структуры стали в процессе нагружения

Ход процессов деформирования и разрушения определяется во многих случаях не только исходными внутренними и внешними факторами, но не в меньшей степени и их изменением при нагружении.

Изменения структуры при нагружении были известны сравнительно давно, например Г. В. Акимов и Л. Э. Певзнер наблюдали переход аустенитных сталей из парамагнитного в ферро- магнитное состояние при пластической деформации при 20° С и более низких температурах; при длительных испытаниях жаропрочных материалов при повышенных температурах, когда коагуляция и рост зерен, изменение состояния их границ и другие процессы приводят к существенному изменению структуры и свойств материала в процессе его нагружения и в других случаях.

В других случаях структурные изменения при нагружении не столь резки и потому оставались незамеченными (например, долгое время считали, что конструкционные стали при 20° С вообще не подвержены ни ползучести, ни структурным изменениям при нагружении) впервые эти изменения у сталей с мартенситной структурой обнаружил С. Т. Кишкин. Очевидно, что материалу под нагрузкой присущи иные физические и физико - химические свойства, чем ненагруженному. Это проявляется, в частности, в пониженном электронном потенциале и в меньшей коррозионной стойкости упруго-напряженных и наклепанных металлов. Растягивающие напряжения и деформации, как упругие, так и пластические, значительно ускоряют процессы самодиффузии, например, у железа при 750° С коэффициент самодиффузии возрастает в 3 раза после деформации 7,5%, в 4 раза после деформации 9,6% и почти в 10 раз после деформации 18,3%.

Дислокационные представления о пластичности дают возможность объяснить низкую величину предела текучести (упругости) как результат

					Обзор литературы	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

неодновременности распространения пластической деформации, которая осуществляется перемещением дислокаций.

Теоретические расчеты показывают, что напряжение, необходимое для перемещения дислокаций, а следовательно, и для начала пластических деформации, очень мало и по порядку величины еще ниже, чем наименьшие пределы упругости, наблюдаемые экспериментально. Отсюда следует, что даже в самых мягких материалах еще существует структурная чувствительность, так как их низкие пределы упругости все еще завышены.

Мотт сравнивает дислокации со складками ковра, указывая, что для одновременного перемещения тяжелого ковра нужно большое усилие, а для создания волны складок достаточно небольшого. Чем совершеннее структура, тем меньше сопротивление движению дислокаций, тем ниже пределы упругости и текучести, т. е. напряжения, при которых начинается смещение дислокаций. При пластической деформации не только смещаются уже существующие дислокации, но и возникают новые.

### **1.9 Методология продления ресурса металла нефтегазопроводов**

Оценка ресурса потенциально опасных объектов не относится к числу принципиально новых научных и инженерных задач. Ее концептуальные и методические формулировки встречаются в работах. В последнее время задача определения ОР приобрела особую актуальность. Это обусловлено экономическими и организационными причинами. К числу первых относятся старение парка оборудования с массовым выходом за проектные ресурсы. Организационные причины связаны со структурными изменениями системы государственного надзора и становлением института независимой экспертизы. В связи с этими обстоятельствами в России в последние годы проводятся широкие исследования ОР потенциально опасных объектов, которые охватывают научные, нормативно-методические и инженерные аспекты. Интерес к данной задаче проявляется и за рубежом .

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50

Обзор отмеченных выше работ показывает, что для практических целей безопасной эксплуатации объектов оценка ОР представляет собой сочетание научных и методических аспектов, объединенных системным подходом. Научные аспекты включают исследования механики повреждений, моделей и критериев предельного состояния, моделирования при различных видах нагружения. В большинстве случаев в этих исследованиях рассматривается общая задача оценки и прогнозирования ресурса конструкций на базе анализа кинетики повреждений.

Ресурс оценивается как время накопления повреждений до достижения уровня предельного состояния по заданному критерию разрушения. Специальных уточнений расчетной оценки ОР по указанной схеме, как правило, не делается. Расчеты основываются на формулах, используемых для прогнозирования ресурса конструкций по детерминированным или вероятностным схемам.

При детерминированных подходах используют фиксированные данные по сопротивлению развитию трещин в материалах, нагруженности конструкций и наличию в них дефектов. Ресурс прогнозируют с использованием коэффициентов безопасности (запаса по трещиностойкости) и живучести. ОР определяется невыходом существующих или гипотетических трещин (непревышением ими безопасных размеров) из области безопасных состояний поврежденной системы по критериям механики трещин и живучести.

Для проведения вероятностных расчетов используется теория надежности, основанная на статистических данных по механическим свойствам материалов, нагрузкам, воздействиям и дефектоскопическому контролю.

Различные формы вероятностной постановки задачи оценки ОР можно найти в работах. В большинстве случаев они используют математические построения из теории случайных процессов.

Изделия и их элементы, воспринимающие эксплуатационные циклические нагрузки, рассматривают как некоторую физическую систему в условиях внешних воздействий. Если изделия подвержены эксплуатационному

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

случайному нагружению с амплитудами напряжений, превышающими предел прочности материала, то все изделия системы разрушатся при первых циклах нагружения, а разрушение будет достоверным состоянием системы (событием) с вероятностью разрушения  $P=1$ .

А когда все амплитуды напряжений будут меньше предела выносливости конструкций, то все элементы системы будут неограниченно долго в работоспособном по прочности состоянии с вероятностью разрушения  $P = 0$ . В этих случаях между структурами материала конструкций будут задействованы только запрограммированные связи, и состояние системы будет предсказуемым. Если же амплитуды напряжений будут больше предела выносливости, но меньше предела прочности, то между структурами материала будут действовать как запрограммированные, так и непредсказуемые связи и разрушение конструкции станет непредсказуемым состоянием (событием) в системе.

В этом случае долговечность изделий (ресурс) можно оценивать только вероятностью их разрушения после определенного числа циклов нагружения. А на распределение долговечности изделий влияют свойства материала конструкции сопротивляться в определенных условиях разрушению, рассеяние формы и размеров опасных сечений изделий и закон нагружения, которые согласно теории информации имеют вполне конкретные неопределенности - информационные энтропии. Здесь информационная энтропия выступает в роли единой универсальной меры неопределенности процессов эволюции и состояния физических систем и является функцией вероятности.

Вероятность  $P$  возникновения аварийных ситуаций, определяющая потенциальную опасность технического объекта, описывается функционалом [266]:

$$P = F\{Q, N, \tau, t, \ell, f, S\}$$

где  $Q$  - экстремальные воздействия в штатных и чрезвычайных ситуациях;  $N, \tau$  - цикличность и длительность воздействий;  $t$  - тепловые и другие физические поля;  $I$  - размеры дефектов (трещин);  $f$  - параметры

сопротивления материалов и элементов конструкций воздействиям  $Q$ ,  
зависящие от  $N$ ,  $t$ ,  $t$ .

Важно отметить, что в каждом из направлений вопросы оценки механических свойств материала занимают принципиально важное место. В число стандартных характеристик механических свойств конструкционных материалов входят характеристики прочности (модуль упругости  $E$ , коэффициент Пуассона пределы упругости  $a_u$ , текучести  $a_t$ , прочности  $a_b$ , выносливости  $a_{-i}$ , длительной прочности  $a_r$ , сопротивление отрыву  $S_{OT}$ ), а также характеристики пластичности (относительное удлинение  $\delta$ , относительное сужение  $\psi$ ) и энергоемкости материала при разрушении  $a_p$ . Указанные характеристики определяются по результатам стандартных испытаний гладких образцов при статическом, циклическом и длительном нагружениях. К числу стандартных относятся также характеристики ударной вязкости:  $a_y$  - работа разрушения и  $t_k$  - критическая температура хрупкости. Они устанавливаются по результатам испытаний на ударный изгиб образцов с полукруглыми (U-надрез), острыми (V-надрез) концентраторами напряжений и образцов с усталостными трещинами .

Элементы трубопроводов во время эксплуатации испытывают силовое воздействие от внешних нагрузок, приводящее к возникновению напряженного состояния материала.

Например, в местах переходов трубопроводов через водные преграды, дороги, в местах образования промылов и провисания трубопроводов, вблизи сочленения трубопроводов с агрегатами перекачивающих станций наиболее интенсивно проявляются изгибные напряжения [28]. Воздействие внешних нагрузок на трубопровод, вызывающих напряжения в материале труб, совместно с внутренним давлением [29] напрямую влияет на состояние материала.

Известно, что локальные участки трубопроводов с повышенными напряжениями являются предпочтительными для процессов "деградации" функциональных свойств материала за счет деформационного старения [31] и малоциклового усталости металла [30], которые со временем приводят к

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		53

критическому состоянию материала и, как следствие, понижению работоспособности труб.

Следовательно, оценка свойств металла трубопроводов необходима как одна из составляющих превентивных мер по борьбе с аварийными разрушениями.

Другими составляющими таких мер являются усиление напряженных участков трубопровода, вырезка участков трубопровода, механическое снятие напряжений путем спрямления изогнутых участков трубопровода.

Требует также изучения влияние зон пластичности, возникающих как при изготовлении, так и при эксплуатации трубопровода на его надежность в условиях напряженного состояния, обусловленного давлением среды внутри трубопровода и внешними сжимающими или растягивающими напряжениями.

В общем, обзор экспериментальных исследований, выполненный применительно к трубным сталям [32], показывает, что с возрастанием длительности эксплуатации изменение механических свойств соответствует следующим тенденциям:

- пределы текучести и прочности вырастают на 5-15%;
- предельная пластичность уменьшается на 20-40%;
- удельная работа разрушения уменьшается на 10-40%;
- ударная вязкость KCV существенно уменьшается - на 20-50%;
- температура хрупко-вязкого перехода смещается в область повышенных температур ( $0...±10^{\circ}\text{C}$ ).

Вместе с тем, отмечено, что экспериментальные данные механических испытаний на ударную вязкость (образцы Шарпи и Менаже) и на растяжение, вырезанных из трубопровода со сроком эксплуатации 30 лет, характеризуются большим разбросом. Только статистическая обработка массива данных позволяет установить выше обозначенную тенденцию.

Результаты собственных испытаний образцов на растяжение, вырезанных из различных объектов нефтегазовой инфраструктуры со сроками эксплуатации 15-50 лет, также характеризуются значительным разбросом

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

данных. Сравнение с результатами испытаний образцов из труб, не бывших в эксплуатации (аварийные запасы), и с сертификатными значениями не позволяет установить однозначную закономерность ухудшения стандартных механических свойств металла .

В последнее время в число стандартных были включены также характеристики трещиностойкости (вязкости разрушения)  $K_{Ic}$ ,  $K_{Ic}$ ,  $K_{fc}$ ,  $K_{th}$ , определяемые при статических, циклических или длительных испытаниях на растяжение, изгиб, внецентренное растяжение стандартизованных образцов с трещинами.

В эту же группу характеристик входят параметры твердости  $H$  и микротвердости  $H_n$ , определяемые при вдавливании индикаторов различной геометрической формы в исследуемую зону металла.

Не стандартизированными пока остаются многие характеристики металлов, получаемые при стандартных испытаниях. Сюда следует отнести параметры  $m$ ,  $t(k)$  и  $t(x)$  - соответственно показатели статического, циклического и длительного упрочнений в упругопластической области, равномерное сужение  $\sigma_b$  образцов, предельную пластичность при длительном нагружении  $v_j/t$ , локальные пластические деформации  $\epsilon_k$  в зонах концентрации и трещины, параметры диаграмм вдавливания.

Одним из традиционных показателей перехода от параметров механических свойств материала к оценке ресурса является поврежденность. Фактически текущая поврежденность зависит от скорости накопления повреждений, являющейся величиной, которая зависит от многих факторов. В частности, для магистральных трубопроводов ее можно представить в виде функции [33]:

$$\frac{d\Pi}{d\tau} = f(p, C_x, t, C_s, C_e, M, T, \dots)$$

$p$  - рабочее давление в трубопроводе,  $C_x$  - химический состав материала,  $t$  - температура эксплуатации,  $C_s$  - условия эксплуатации,  $M$  -

стандартные механические характеристики материала,  $S_c$  - структурное состояние материала,  $T$  - характеристика трещиностойкости.

Теоретически установить функциональную зависимость) крайне трудно. Поэтому все известные способы определения поврежденности базируются на экспериментальных исследованиях, учитывающих в различных алгоритмах и методиках расчета переменные величины по выражению.

В работе [34] описаны подходы к инженерной оценке продления ресурса действующих энергетических установок, авиационной техники и аэрокосмических систем многоразового использования по критериям механики разрушения. Авторами говорится, что данный подход оправдан для технически сложных систем на основе комплексного подхода, предусматривающего оперативную диагностику текущего технического состояния, анализ реальной и потенциально возможной нагруженности, разработку критериев разрушения, методов оценки риска и коэффициентов безопасности.

В работе [35] также говорится о возможности продления ресурса уникальных технических систем, поврежденных трещинами, за пределы проектного ресурса на примере различных объектов ядерной энергетики.

Вместе с тем, существует мнение, что трещины в сварных металлических конструкциях, спроектированных и выполненных на высоком техническом уровне, могут характеризовать общую усталость и иногда весьма точно. Кроме того, опыт эксплуатации объектов разного назначения предупреждает о необходимости осторожно оценивать ОР по критериям механики трещин, поскольку их сопротивление внешним воздействиям, например усталости, весьма изменчиво. Так, фирма «Потэн» (Франция) в инструкциях по эксплуатации грузоподъемных кранов указывает, что появление видимых трещин в основном металле свидетельствует о том, что на 90-99 % ресурс металлической конструкции исчерпан .

Выполненный обзор показывает, что данный подход оценки ОР оправдан для технически сложных и уникальных систем, в случаях, когда приостановка

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		56



технологического процесса работы конструкции для ремонта трещины экономически невыгодна или невозможна.

Наиболее близким по сущности к теме настоящей работы является способ определения повреждаемости нагруженного материала и ресурса работоспособности конструкции в условиях длительного воздействия постоянных и переменных нагрузок [36]. Образцы металла подвергают испытаниям на растяжение и в режиме циклической нагрузки до разрушения, часть из которых предварительно подвергают отжигу и термоупрочнению. По результатам испытания для каждого состояния металла рассчитывают зависимость текущей меры повреждения  $P_{ст}$ , определяют критерий повреждения  $P_r = \text{const}$ , меру повреждений в момент времени  $t$  -  $P(t)$ . Определяют зависимость физических параметров образцов металла, полученных методами НК, от текущей меры повреждения  $P_{ст}$  и критерия повреждений  $P_r$ , которые рассчитываются на основании результатов экспериментального определения модуля упругости и предела текучести материала на образцах. Сравнивая значение текущей меры повреждения  $P_{ст}$  и меру повреждений  $P(t)$  с критерием повреждения  $P_r$ , определяют запас по ресурсу и полный ресурс или остаточную долю ресурса конструкции.

Таким образом, проведенный анализ состояния теоретических и экспериментальных исследований при оценке остаточного ресурса нагруженных металлических конструкций показал, что к настоящему времени уже решен ряд задач в этом направлении.

Вместе с тем, следует отметить, что имеется обширный круг нерешенных вопросов, которые возникают при продлении ресурса длительно эксплуатируемых нагруженных конструкций, в частности трубопроводов. К ним следует отнести:

- Недостаточную изученность процессов и механизмов изменений в структуре материала, характеризующих стадию зарождения и начального развития трещины в процессе длительной эксплуатации.

- Значительное разхождение стандартных характеристик механических свойств конструкционных материалов, определяемых в процессе испытаний на образцах. Соответственно, ресурс конструкции, рассчитываемый по показателям поврежденности материала через установленные в процессе испытаний характеристики механических свойств, зависит не только от времени эксплуатации, но и от множества неучитываемых факторов, например вариации химического состава, структурных составляющих и т.п.

- Недостаточную разработанность моделей испытаний. Как правило, в качестве минимального уровня поврежденности в материале принимают уровень, который устраняется некоторым физическим воздействием, например отжигом. Критическую поврежденность связывают с термоупрочнением. Данные критические состояния, моделируемые на образцах, не отражают реального состояния материала длительно эксплуатируемой нагруженной конструкции. Кроме того, образцы подвергают стандартным испытаниям со статическим и циклическим нагружением, не соответствующим по соотношению и величине нагрузкам, действующим в конструкции, а направление приложения нагрузки не соответствует суммарному вектору нагруженности материала конструкции при эксплуатации.

Влияние процессов старения и усталости на достоверность определения поврежденности структуры. Структурные изменения могут приводить к существенным изменениям скорости «повреждающих процессов», что является одной из основных составляющих достоверности определения ресурса. Эффективные имитационные модели процессов деформационного старения нагруженной конструкции и методики оценки степени старения отсутствуют.

В общем случае существующие методики определения ресурса нагруженной конструкции не могут быть практически применимы на действующих трубопроводах в силу отсутствия единого обоснованного методологического подхода продления ресурса на основе экспериментальных методов исследования металла, учитывающих изменение его структурного состояния.

Разработка метода продления ресурса трубопровода за счет исследования изменения прочностных характеристик сталей в процессе длительной эксплуатации а так же метода расчета критической длины дефекта в трубопроводе является целью данной работы.

Структурная схема обоснования ресурса трубопровода представлена на рисунке 1.7.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

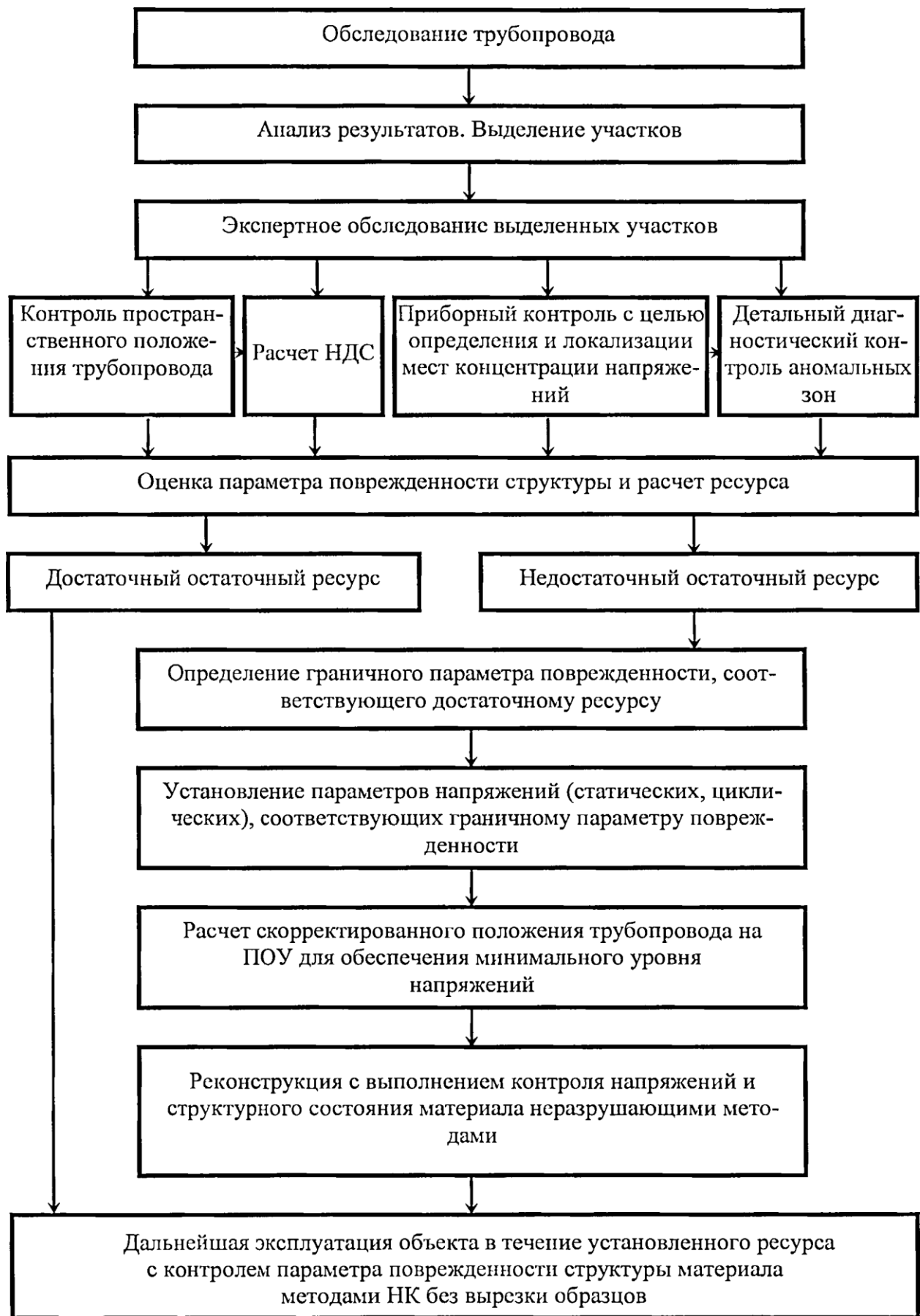


Рисунок 1.7 – Структурная схема обоснования ресурса

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

## ГЛАВА 2. ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.

### 2.1 Сталь конструкционная 17ГС

Объектом исследования является сталь 17ГС конструкционная, низколегированная.

Сталь 17ГС применяется: для изготовления корпусов аппаратов, днищ, емкостного оборудования, фланцев и других сварных деталей, работающих под давлением при температурах от  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+475\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; деталей и элементов трубопроводов пара и горячей воды атомных станций (АС), с расчётной температурой среды не выше  $+350\text{ }^{\circ}\text{C}$  при рабочем давлении менее 2,2 МПа ( $22\text{ кгс/см}^2$ ); электросварных прямошовных труб группы прочности К52 для строительства газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов; прямошовных электросварных экспандированных труб, предназначенных для строительства трубопроводов высокого давления. Сталь 17ГС обеспечивает класс прочности листового, широкополосного универсального проката и гнутых профилей КП 325 при толщине проката от 10 до 20 мм., КП 345 при толщине до 10 мм. без применения дополнительной упрочняющей обработки.

Химический состав стали представлен в таблице 2.1. Механические свойства указаны в таблице 2.2.

Таблица 2.1 – Химический состав стали 17ГС

Химический элемент	%
Кремний (Si)	0.4-0.6
Медь (Cu), не более	0.30
Мышьяк (As), не более	0.08
Марганец (Mn)	1.0-1.4
Никель (Ni), не более	0.30

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Сравнительный анализ прочностных характеристик сталей трубного сортамента в процессе длительной эксплуатации магистральных газонефтепроводов			
Разраб.		Се М.К..			Объект и методы исследования	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Кокущкин Ю.А.					61	108
Консульт.		Кокущкин Ю.А.				НИ ТПУ группа 2БМ4А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Продолжение таблицы 2.1

Фосфор (P), не более	0.035
Хром (Cr), не более	0.30
Азот (N), не более	0.008
Сера (S), не более	0.040

Таблица 2.2. – Механический свойства стали 17ГС

Термообработка, состояние поставки	Сечение, мм	$s_{0,2}$ , МПа	$s_b$ , МПа	$d$ , %	КСУ, Дж/м <sup>2</sup>
Листы и полосы (образцы поперечные)	<10	345	510	23	
Листы и полосы (образцы поперечные)	10-20	335	490	23	
Листы горячекатаные	2-3,9		510	19	
Листы 2-6, 10-12, 16,18 категорий термообработанные (образцы поперечные)	4-20	320	490-610	22	49

## 2.2 Расчёт элементов конструкций на долговечность

Рассмотрим условия, определяющие долговечность элемента конструкции на стадии развития трещины. Как указывалось, число циклов, соответствующее росту трещины от начальной длины  $l_0$  до критической  $l_c$ , определяет долговечность данного элемента конструкции по числу циклов. Чтобы обеспечить прочность конструкции, долговечность должна быть больше числа перемен заданной нагрузки. Таким образом, наряду с оценкой материала по классической кривой Вёлера, существенную информацию о поведении элемента конструкции с трещиной в условиях усталости должна дать механика разрушения. Следовательно, в данном случае, как обычно, надо исходить из того, что начальный трещиноподобный дефект существует в конструкции с момента её изготовления (несмотря на дефектоскопический контроль, который, как известно, имеет определённый допуск на размер необнаруживаемых дефектов). К сварным конструкциям это относится в большей мере, и в этом случае

					<b>Объект и методы исследования</b>	<i>Лист</i>
						62
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

желательно иметь критические значения коэффициентов интенсивности напряжений ( $K_c$  или  $K_{Ic}$ ) для основного материала, материала шва и материала переходной, термически поврежденной, зоны. Кроме этого, для сварных конструкций желательно в области сварного шва знать величину и распределение остаточных напряжений. Всё это вместе взятое способствует уточнению расчётов.

Число циклов, за которые появляется трещина, достаточно неопределённо, что схематично показано на рис. 2.1 (область I). Эти начальные дефекты могут быть дислокациями, микротрещинами, порами и прочими дефектами структуры, определение которых затруднено. Область II соответствует дефектам, которые могут быть обнаружены инженерными методами (конкретная величина обнаруживаемого дефекта зависит от разрешающей способности аппаратуры). В этой области расположена граница, отделяющая зону начальных трещин от распространяющихся. Для области III рост трещины наблюдается визуально.

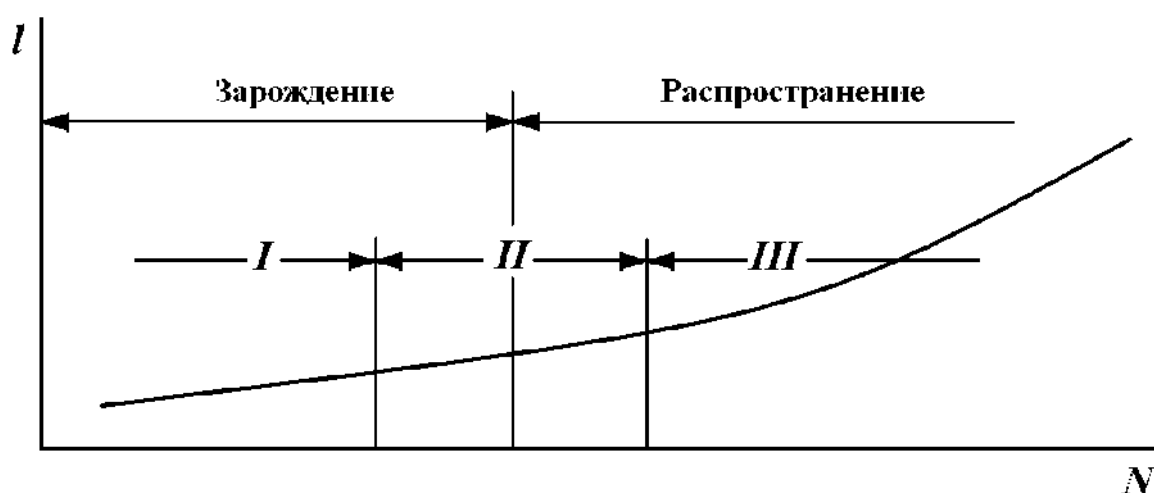


Рис. 2.1. Схематическое изображение областей зарождения и распространения трещины

Рекомендуется придерживаться следующего порядка расчёта на долговечность по числу циклов в связи с ростом трещины:

1. Выявить на основе количественной оценки возможностей дефектоскопического контроля максимальную длину (глубину) начальной

2. трещины, существующей в элементе конструкции, и подобрать наиболее подходящее выражение (формулу) для коэффициента интенсивности напряжений  $K$ .

3. По вязкости разрушения  $K_c$  или  $K_{Ic}$  (в зависимости от предполагаемой степени стеснения деформации вдоль фронта трещины) и номинального эксплуатационного (расчётного) напряжения  $\sigma_{max}$  в сечении трещины, найти (по критерию Ирвина (1.8) критическую длину трещины  $l_c$ .

3. Рассчитать параметры цикла  $\Delta K = K_{max} - K_{min}$ ,  $R = K_{min}/K_{max}$  по известным напряжениям цикла  $\sigma_{max}$  и  $\sigma_{min}$ .

4. Экспериментально получить соотношение для циклической скорости роста трещины  $dl/dN$  в функции параметров задачи, которую затем можно представить одной из зависимостей (3.1) – (3.6):

$$\frac{dl}{dN} = f(\Delta K, C, m) \quad (2.1)$$

Вид функции  $f(\Delta K, C, m)$  и значения постоянных материала  $C$ ,  $m$  определяются при лабораторных испытаниях на усталость с регистрацией кривых роста трещины  $l - N$  в образцах, для которых известно решение для коэффициента интенсивности напряжений:

$$\Delta K_0 = F_1(\Delta P, l, b, t), \quad (2.2)$$

где  $\Delta P$  – размах нагрузки. Схема, иллюстрирующая получение эмпирической зависимости (3.11) по результатам эксперимента, приведена на рис. 3.11.

5. В соответствии с требованиями, предъявляемыми к данному элементу конструкции, решить одну из следующих задач прогнозирования роста усталостной трещины:

а) определить кривую роста трещины  $l - N$  в элементе конструкции, нагружаемом циклически изменяющимися силами  $\Delta P$ . Для этого

					Объект и методы исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64



аналитическое выражение коэффициента интенсивности напряжений, выбранное для данного элемента конструкции

$$\Delta K = F_2(\Delta P, l, b, t) \quad (2.3)$$

нужно подставить в найденное эмпирическое соотношение (3.11). Тогда

$$\frac{dl}{dN} = f(F_2(\Delta P, l, b, t), C, m) \quad (2.4)$$

Интегрируя это уравнение, получим кривую  $l - N$  роста усталостной трещины;

б) найти (см. (3.10)) число циклов (циклическую долговечность), за которое известная исходная трещина или дефект  $l_0$  в элементе конструкции достигнет критической (заданной) величины  $l_c$ . Для этого выражение для  $\Delta K$  (3.13) нужно подставить в формулу (3.11) и полученное соотношение проинтегрировать по длине трещины:

$$N = \int_{l_0}^{l_c} \frac{dl}{f(\Delta K, C, m)} \quad (2.5)$$

В частности, если скорость роста усталостной трещины определяется формулой Париса (3.1) и коэффициентом интенсивности напряжений в виде обобщённого соотношения  $\Delta K = \Delta \sigma \sqrt{Ml}$ , легко получить следующее выражение для циклической долговечности для  $m \neq 2$

$$N = \frac{2}{(m-2)CM^{m/2}\Delta\sigma^m} \left[ \frac{1}{l_0^{(m-2)/2}} - \frac{1}{l_c^{(m-2)/2}} \right]$$

для  $m=2$

$$N = \frac{1}{CM\Delta\sigma^2} \ln \frac{l_c}{l_0}$$

Здесь  $M$  – параметр, характеризующий геометрию элемента конструкции и форму трещины;  $\Delta \sigma$  – размах приложенного напряжения за один цикл нагружения.

									Лист
									65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Объект и методы исследования				

## ГЛАВА 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### Введение

В данной магистерской диссертации для получения результатов о размере дефектов трубопровода необходимо произвести внутритрубную диагностику, в текущем разделе необходимо рассчитать затраты на её проведение. Основные технологические этапы диагностического обследования линейных участков магистральных трубопроводов следующие:

- подготовка участка трубопровода к обследованию (очистка, проверка проходимости участка);
- инспекция трубопровода внутритрубными приборами-дефектоскопами;
- обработка, интерпретация и представление результатов исследования;
- анализ результатов исследования и оценка технического состояния трубопровода.

Время на проведение мероприятий представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Время на проведение мероприятий

Мероприятие	Время, час
Подготовка участка трубопровода к обследованию	40
Инспекция трубопровода внутритрубными приборами-дефектоскопами	24
Обработка, интерпретация и представление результатов исследования	20
Анализ результатов исследования и оценка технического состояния трубопровода	20

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	<i>Сравнительный анализ прочностных характеристик сталей трубного сортамента в процессе длительной эксплуатации магистральных газонефтепроводов</i>			
Разраб.		Се М.К.				Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Кокушкин Ю.А.					75	108
Консульт.		Шарф И.В.			<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b>  <b>НИ ТПУ группа 2БМ4А</b>			
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

## 5.1 Оборудование

Данные об оборудовании, которое необходимо для обследования линейной части газопровода  $\varnothing 1020$  мм, протяженностью 110 км, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. – Оборудование

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Балансовая стоимость, рублей
1	Снаряд-дефектоскоп «КРОТ-1000»	шт.	1	2500000
2	Магнитный очистной поршень «ПМО-1000»	шт.	1	1400000
3	Снаряд-профилемер «Рельеф-1000»	шт.	1	1600000
4	Скребок очистной «СО-1000К»	шт.	1	950000

## 5.2 Автотранспорт

Для перевозки персонала к камерам запуска и приема средств очистки и диагностики используются автомобили Урал 43203. Доставка оборудования осуществляется автомобилями Урал 4320. Также для контроля за прохождением средств очистки и диагностики произведена расстановка постов. Доставка рабочего персонала на посты осуществляется автомобилями УАЗ 469. Данные о автотранспорте представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2. – Автотранспорт

№	Наименование	Единица измерения	Количество	Балансовая стоимость, рублей
1	Урал 43203 (вахтовая машина)	шт.	2	3300000
2	УАЗ 469	шт.	3	1050000
3	Урал 4320	шт.	2	2460000

### 5.3 Расчет амортизационных отчислений

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений представлен в таблице 5.3.

Машино-часы, отработанные оборудованием на объекте определяются по формуле:

$$M = D \times C \times K,$$

где  $D$  – продолжительность периода, дни;

$C$  – время смены, часы;

$K$  – количество машин.

Амортизация за отработанный период:

$$A_{об} = \frac{A_{год}}{M_{год}} \times M_{об},$$

где  $A_{год}$  – амортизационные отчисления за год, руб.;

$M_{год}$  – машино-часы отработанные оборудованием за год;

$M_{об}$  – машино-часы отработанные оборудованием за время ремонта.

Таблица 5.3 – расчет амортизационных отчислений

Наименование	Марка	Кол-во.	Кол-во использов. часов	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.	Сумма амортиз., за период использов.
Бортовая машина	Урал 4320	2	64	2460000	14	344400	11065,1
Вахтовая машина	Урал 43203	2	64	3300000	14	462000	14843,4

Продолжение таблицы 5.3

Автомобиль	УАЗ 469	3	64	1050000	14	147000	4722,9
Снаряд-дефектоскоп	«КРОТ-1000»	1	24	2500000	18	450000	5421,7
Магнитный очистной поршень	«ПМО-1000»	1	8	1400000	18	252000	1012
Снаряд-профилемер	«Рельеф-1000»	1	24	1600000	18	288000	3469,9
Скребок очистной	«СО-1000К»	1	8	950000	18	171000	686,7

#### 5.4 Расчет затрат на материалы

В таблице 5.4. представлены данные о расходе топлива техникой и стоимости топлива. В таблице 5.5. произведен расчет стоимости материалов, которые необходимо затратить для транспортировки персонала и оборудования.

Таблица 5.4. – Исходные данные необходимые для расчета материалов

1	Расход топлива на 100 км пробега, л: Урал 43203 (вахтовая машина) УАЗ 469 Урал 4320	34 12,5 29
2	Стоимость, руб: 1 л дизтоплива 1 л автобензина	34,8 34,6

Таблица 5.5. – Расчет затрат на материалы

№ п/п	Наименование техники	Назначение	Тип топлива	Расход топлива
1	Урал 43203 (вахтовая машина)	Перевозка персонала до камеры запуска СОД	ДТ	$(10 \cdot 34/100) \cdot 7 = 23,8\text{л}$
2	Урал 43203 (вахтовая машина)	Перевозка персонала до камеры приема СОД	ДТ	$(14 \cdot 34/100) \cdot 7 = 33,3\text{л}$
3	УАЗ 469	Выезд персонала на посты для контроля за прохождением СОД	АИ-80	$(43 + 66 + 89) \cdot 2 \times 12,5/100 \cdot 7 = 346,5\text{л}$
4	Урал 4320	Доставка средств очистки и диагностики к камерам пуска СОД	ДТ	$(10 \cdot 29/100) \cdot 7 = 20,3\text{л}$
5	Урал 4320	Вывоз средств очистки и диагностики от камер приема СОД на территорию промышленной площадки	ДТ	$(14 \cdot 29/100) \cdot 7 = 33,3\text{л}$
		<b>Итого:</b>	ДТ  АИ-80	$(23,8 + 33,3 + 20,3 + 33,3) \cdot 34,8 = 3852 \text{ руб.}$  $346,5 \cdot 34,6 = 11989 \text{ руб.}$

### 5.6 Расчет затрат на оплату труда

Далее определим затраты на оплату труда работников за период проведения очистки и внутритрубной диагностики. При производстве работ организуются посты (пять постов на участке трубопровода от камеры запуска до камеры приема СОД) для контроля за прохождением средств очистки и диагностики. На удаленные посты (3 поста) доставка рабочего персонала производится автомобилями УАЗ 469. Расчеты фонда оплаты труда работников сведены в табл. 5.6.

Таблица 5.6. – Расчеты фонда оплаты труда

Должность	Кол-во	Раз-ряд	Часовая тарифная ставка, руб.	Районный коэффициент и северная надбавка (50%+50%)	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Мастер ЛЭС	2	-	92,5	92,5	64	31968
Трубопроводчик линейный	9	V	72,3	72,3	64	112440
Инженер дефектоскопист	2	I	86,1	86,1	104	48353
Водитель	7	V	74,5	74,5	64	90115
<b>ИТОГО</b>						282876

### 5.7 Расчет затрат на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве при сооружении резервуара с применением механизированных способов сварки представлены в таблице 5.7. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс VIII с тарифом 0,9.

Таблица 5.7 – расчет страховых взносов

Показатель	Мастер ЛЭС	Трубопроводчик линейный	Инженер дефектоскопист	Водитель
Количество работников	2	9	2	7
ЗП, руб.	31968	112440	48353	90115
ФСС (2,9%)	927	3260.76	1402.237	2613.335
ФОМС (5,1%)	1630.368	5734.44	2466	4595.865
ПФР (22%)	7033.18	24736.8	10637.66	1982.53
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 0,9%)	287.721	1011.96	435.177	811.035
Всего, руб.	9592.649	34743.96	14941.077	10002.77
Общая сумма, руб.			69278.45	

### 5.8 Расчет общих затрат

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяем общую сумму затрат на проведение внутритрубной диагностики (таблица 5.8).

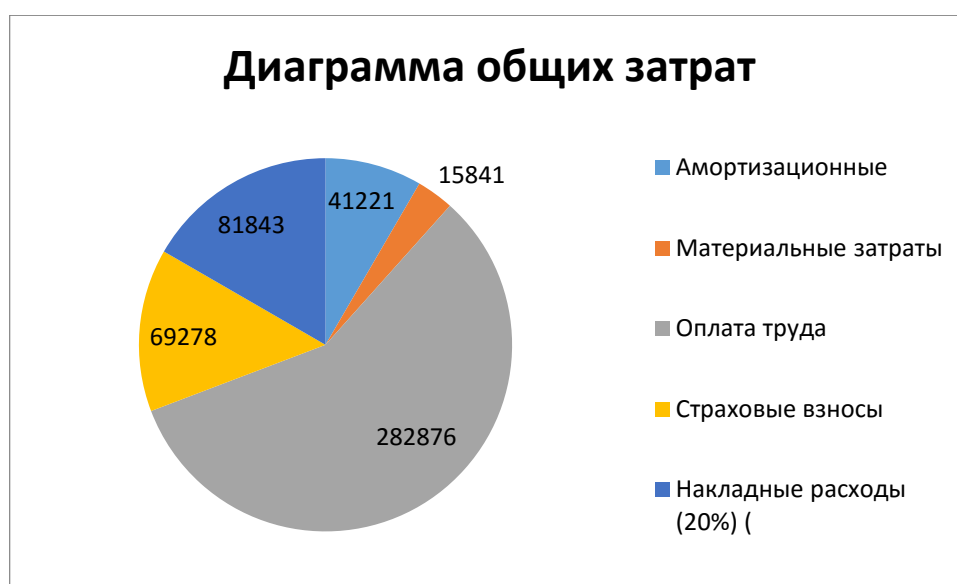
Таблица 5.8 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат		Сумма затрат, руб.
1	Амортизационные	41221
2	Материальные затраты	15841
3	Оплата труда	282876
4	Страховые взносы	69278
5	Накладные расходы (20%)	81843
	Итого:	491059



## Заключение

В текущем разделе была проведена оценка затрат на подготовку и проведение внутритрубной диагностики газопровода. Затраты являются достаточно большими и требуют привлечения высококвалифицированного рабочего персонала, а также применения современного дорогостоящего оборудования, такого как снаряды-профилемеры «Рельеф» и магнитные снаряды-дефектоскопы «КРОТ». Общие затраты на проведение внутритрубной диагностики составили 491059 рублей и представлены в диаграмме.



## ГЛАВА 6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ

Для эффективного и безопасного проведения внутритрубной диагностики, организациям, проводящим работы, необходимо реализовывать на практике принципы социальной ответственности.

Ответственность (добросовестность, дисциплинированность) – субъективная обязанность руководителя организаций (компаний, корпораций, бизнеса) отвечать за поступки и действия, а также их последствия. По субъекту ответственность делят на индивидуальную и коллективную, по виду на юридическую, моральную, материальную, уголовную, финансовую, родительскую, перед самим собой, общественную ответственность и т.д. Социальная или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ICCSR 26000:2011 [3]).

Внутритрубная диагностика проводится на открытом воздухе круглогодично, с выездом к месту расположения камер запуска и приема внутритрубных устройств, которые находятся в охранной зоне. Диагностика проводится в районе Крайнего Севера.

При работах, связанных с проведением внутритрубной диагностики, работники встречаются с вредными и опасными производственными факторами, описанными ниже. (табл. 6.1 )

					<i>Сравнительный анализ прочностных характеристик сталей трубного сортамента в процессе длительной эксплуатации магистральных газонефтепроводов</i>			
<b>Изм.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ докум.</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>	<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ</b>	<b>Лит.</b>	<b>Лист</b>	<b>Листов</b>
Разраб.		Се М.К.						
Руковод.		Кокушкин Ю.А.					83	108
Консульт.		Крепча Н.В.				<b>НИ ТПУ группа 2БМ4А</b>		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

**Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ по внутритрубной диагностике**

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Подготовка оборудования.  Транспортировка оборудования на место работ.  Разгрузка, подготовка к работам.  Пропуск скребка-калибра.  Пропуск очистного скребка.  Пропуск очистных скребков, магнито-щеточных очистных скребков.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе  2. Превышение уровней шума.  3. Загазованность воздушной среды.  4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования  2. Высокое давление газопровода  3. Пожаро-взрывоопасность	СНиП 3.05.05-84 [1]  ВСН 51-1-97 [2]  СТО Газпром 14-2005 [3]  ГОСТ 12.2.062-81 [4]  СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [5]  ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [6]  ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ [7]  ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.) [8]  СНиП 23-05-95 [9]  СНиП 21-01-97 [10]  ГОСТ 30691-2001 [11]

Примечание: Пожаро-взрывоопасность описана в пункте 6.4

## **6.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **6.1.1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

Внутритрубная диагностика проводится в любое время года, поэтому работники подвержены воздействию климата, основным вредным фактором является воздействие низких температур в зимний период (-30 °С), а высоких в летний период (+30 °С).

В условиях воздействия низких температур может происходить переохлаждение организма за счет увеличения теплоотдачи. При низкой температуре окружающего воздуха резко увеличиваются потери тепла путем конвекции, излучения.

При воздействии холода изменения возникают не только непосредственно в области, воздействия, но также и на отдаленных участках тела. Это обусловлено местными и общими рефлекторными реакциями на охлаждение. Например, при охлаждении ног, наблюдается снижение температуры слизистой оболочки носа, глотки, что приводит к снижению местного иммунитета и возникновению насморка, кашля и т.д. Другим примером рефлекторной реакции является спазм сосудов почек при охлаждении организма. Длительное охлаждение ведет к расстройствам кровообращения, снижению иммунитета. При сильном воздействии холода может происходить общее переохлаждение организма.

Температуры окружающей среды, при которых запрещается ведение каких-либо работ устанавливаются локальными правовыми актами в соответствии с климатом района производства работ.

Таблица 6.2 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях (Постановление от 11.02.2011 г. №29а) [13]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-36
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-34
10,0-15	-32

Так же при температуре 10 °С и ниже лицам, работающим на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях, должны предоставляться перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях, оборудованных в соответствии с санитарными нормами и правилами.

Количество и продолжительность перерывов устанавливаются правилами внутреннего трудового распорядка. Перерывы для обогрева включаются в рабочее время. Прекращение работ оформляется локальным нормативным актом работодателя.

Работники, занятые на работах по замене дефектных участков нефтепроводов должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и другими средствами защиты, согласно Типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи одежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты. Порядок выдачи и пользования средствами индивидуальной защиты определяется Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими СИЗ ГОСТ 29335-92 [14].

Применяемые спецодежда, спецобувь и другие СИЗ, должны иметь сертификаты соответствия.

Работники не должны допускаться к работе без положенной по нормативам спецодежды и СИЗ, во время работы должны их правильно применять.

Борьба с гнусом осуществляется 2 методами.

- Химическая защита

Отпугивающие вещества - репелленты наносят непосредственно на кожу человека или одежду. Наиболее эффективными репеллентами для индивидуальной и групповой защиты людей от нападения гнуса в настоящее время являются ДЭТА, репеллин-альфа, диметилфталат, бензимиин. Диэтилтолуамид (ДЭТА) - прозрачная маслянистая жидкость, хорошо растворимая в органических растворителях (спирте, ацетоне и др.) и почти нерастворимая в воде. Применяется для защиты от укусов комаров, мошек, мокрецов, москитов. Для нанесения на кожу используют в виде 40-

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

процентных спиртовых растворов, лосьонов, 20 - 40-процентных кремов, аэрозолей; для обработки одежды используют 20-процентные водные эмульсии, 40-проц. растворы в органических растворителях, аэрозоли.

Спиртовыми растворами, лосьонами, кремами обрабатывают открытые части тела, подвергающиеся укусам кровососов. Препарат наносят путем легкого смазывания (без втирания) так, чтобы на поверхности кожи осталась тонкая пленка репеллента. Для однократной обработки 1 человека расход лосьона составляет 5 - 8 мл, крема 3 - 5 г. В указанных формах препарат защищает от укусов кровососов в течение 5 - 8 часов в зависимости от характера труда, метеорологических условий, видового состава кровососущих двукрылых насекомых. Аэрозодем ДЭТА, распыляемым из аэрозольного баллона, обрабатывают поверхность кожи (одежды) в течение 10 - 20 сек. с расстояния 10 - 12 см. Препарат, нанесенный на кожу из баллона, защищает в течение 2 - 4 часов.

Обработку одежды проводят путем пропитки или орошения ее водными эмульсиями или растворами препарата в органических растворителях. Для обработки 1 комплекта используют 1 литр 20-процентной водной эмульсии или 0,5 л 40-процентного спиртового (ацетонового) раствора из расчета 40 г репеллента на 1 кв. м. Обработку сеток Павловского и других накидок на головные уборы (марлевых, тюлевых), пологов проводят путем погружения их в водные эмульсии или растворы ДЭТА, обработку проводят из расчета 40 г репеллента на 1 сетку, 15 г репеллента на 1 накидку из тюля. Обработанные репеллентом предметы одежды, сетки и пр. слегка отжимают, просушивают в тени в расправленном виде. В промежутках между ноской обработанную одежду (сетки, накидки и пр.) хранят в специальных мешках из клеенки или полиэтилена в прохладных помещениях.

Продолжительность защитного действия обработанной одежды от гнуса составляет 2 - 3 недели.

Репеллин-альфа - прозрачная маслянистая жидкость, содержит 50% бензоилпиперидина, 48 проц. диметилфталата и 2 проц. этилцеллюлозы.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Применяется для нанесения на кожу таким же способом и в тех же количествах, что и ДЭТА. Продолжительность защитного действия составляет 4 - 8 часов.

Диметилфталат (ДМФ) - прозрачная маслянистая жидкость, нерастворимая в воде, растворяется в органических растворителях ("Репудин", изготавливаемый в ЧССР, изготовлен на основе ДМФ).

Препарат применяют в неразбавленном виде, а также в виде лосьонов, кремов и аэрозолей. Продолжительность защитного действия препарата при нанесении на кожу составляет 2 - 4 часа. Препарат может быть использован для пропитки сеток Павловского, накидок и пр. Продолжительность защитного действия обработанной одежды сохраняется в течение 1 - 2 недель.

Бензимин - желтоватая густая жидкость, кристаллизующаяся при стоянии. Препарат применяют только для обработки различных предметов одежды, занавесей,пологов, сеток. Для этих целей используют 20-процентные водные эмульсии или 40-проц. спиртовые (ацетоновые) растворы бензимиана. Обработку проводят методом орошения или методом пропитки из расчета 20 г бензимиана на 1 кв. м ткани. Продолжительность защитного действия обработанной одежды составляет 2 - 3 недели.

Все перечисленные препараты растворяют пластики, ряд ацетатных тканей, не изменяют капрон, нейлон и натуральные волокна. Стирка, намочание пропитанной репеллентом одежды (сеток) под сильным дождем значительно снижают ее отпугивающие свойства, в этом случае требуется повторная обработка одежды репеллентом. Расчет количества репеллента, необходимого для защиты одного человека в условиях конкретной местности, проводят энтомологи СЭС, исходя из продолжительности лета кровососов и их суточной активности.

- Механическая защита

Задачей механической защиты от гнуса является создание условий без применения химических препаратов или с ограниченным их применением,

при которых кровососущие насекомые лишаются возможности наносить укусы.

Рекомендуется использовать защитную одежду 2-х типов:

1) комплект одежды состоит из нижней (нательной) рубашки, сшитой из специального утолщенного хлопчатобумажного сетчатого полотна с размером ячеек 4 мм. На сетчатую рубашку надевают специальную (из капронового тюля) или обычную хлопчатобумажную рубашку. Это сочетание обеспечивает защиту тела от укусов кровососов, т.к. толщина стенок ячеек нижнего полотна больше длины хоботка комаров, мошек, слепней и др., а крупные отверстия сетки допускают хорошую теплоотдачу и доступ воздуха к телу;

2) одежду изготавливают из хлопчатобумажной ткани специальной структуры (артикул 9559, 9561). Особое плетение нитей основы и утка ткани, плотность материи (при сохранении достаточного воздухообмена) предотвращают укусы кровососов через нее.

Для защиты лица и шеи от укусов кровососов используют также мушкетеры, изготовленные из мелкой ячеистой сетки. Спящего человека можно защитить от укусов кровососов с помощью марлевого или тюлевого полога над кроватью.

### **6.1.2. Нормирование уровня шума**

Превышение уровня шума при подготовке места проведения работ, возникает в результате работы специальной техники, а также при различных ударах, колебаниях отдельных деталей или оборудования при этом шум сохраняется на всем протяжении их деятельности. Шум является общебиологическим раздражителем, оказывая влияние не только на слух, но, в первую очередь, на структуру головного мозга, вызывая сдвиги в различных функциональных системах организма.

Полевой этап работы связан с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных тяжестей и требует больших физических усилий, поэтому относится к тяжелой категории работ.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89



Следовательно, в таблице 6.3 по ГОСТ 30691-2001[11] допустимый уровень шума в рабочей зоне не должен превышать 65-75 дБ.

Наиболее эффективным средством борьбы с шумом является борьба с источником его возникновения. Для уменьшения шума необходимо своевременно проводить ремонт оборудования, заменять ударные процессы на безударные, шире использовать принудительное смазывание трущихся поверхностей, применять балансировку вращающихся частей, а также вести работы с применением средств индивидуальной защиты (наушники и др.).

Таблица 6.3 – Допустимые уровни шума, дБ, на рабочем месте(ГОСТ 12.1.003–83 (1999)) [7]

Категория работ по тяжести	Уровни шума, дБ, для степени напряженности труда			
	Легкая	Средняя	1 степень	2 степень
Легкая и средняя	80	80	60	50
Тяжелая	65	75	-	-

Основные мероприятия для борьбы с шумом [7]:

- понижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- понижение шума на пути распространения звука;
- средства индивидуальной защиты (СИЗ): наушники;
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование средств автоматизации для управления технологическими процессами.

### 6.1.3. Загазованность воздушной среды

При запуске внутритрубных устройств, рабочие имеют дело с взрывоопасными парами, содержащимися в воздухе.

Загазованность - наличие в воздухе вредных или взрывоопасных веществ концентрацией, близкой или выше предельно допустимых норм [15].

Опасные ситуации при эксплуатации нефтесборных пунктов, возникающие при загазованности воздушной среды, чреватые очень тяжелыми последствиями.

К причинам загазованности нефтегазосборных пунктов подготовки относятся: недостаточная пропускная способность системы сбора и подготовки нефти, газа, конденсата; несовершенство и неисправность оборудования, которым комплектуют резервуары; отсутствие эффективной системы защиты резервуаров от коррозии.

При сжигании различных видов топлива, работе двигателей транспортных средств, гальванических процессах, во время окрасочных, сварочных и термических работ, а также при других процессах на транспорте выделяется большое количество вредных газообразных веществ. В большинстве случаев эти вещества являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием.

В числе органических веществ, относящихся к ядам, на транспорте наиболее часто встречаются углеводороды ароматического ряда (бензол, толуол, ксилол), их производные (хлорбензол, нитробензол, анилин), спирты, альдегиды. Ядами неорганического происхождения являются соединения углерода, серы (сероводород, сернистый газ), азота (аммиак, оксиды азота), тяжелые и редкие металлы (свинец, ртуть, цинк, марганец, кобальт, хром, ванадий).

Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров. При дыхании яды, смешанные с воздухом, поступают в легкие. Во время приема пищи, особенно с загрязненных рук, а также курения яды попадают в желудок и далее разносятся по организму. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие.

По степени воздействия на организм человека вредные вещества подразделяются на 4 класса: 1-й - чрезвычайно опасные, 2-й - высоко-

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

опасные, 3-й - умеренно опасные, 4-й - малоопасные. Для отнесения вредных веществ к определенному классу опасности (табл. 6.3) используются следующие основные показатели.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – концентрации, которые при ежедневной (кроме выходных дней) работе в течение 8 ч или при другой продолжительности, но не более 41 ч в неделю, в течение всего рабочего стажа не могут вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдельные сроки жизни настоящего и последующего поколений.

Таблица 6.3 – Параметры разделения вредных веществ на классы опасности (ГОСТ 12.1.007-76) [21]:

Показатель	Класс опасности			
	1-й	2-й	3-й	4-й
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м <sup>3</sup>	Менее 0,1	0,1 - 1,0	1,1 -10,0	Более 10,0
Средняя смертельная доза при введении в желудок, мг/кг	Менее 15	15- 150	151-5000	Более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	Менее 100	100-500	501-2500	Более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м <sup>3</sup>	Менее 500	500-5000	5001 50000	Более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления	Более 300	300-30	29-3	Менее 3
Зона острого действия	Менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	Более 54,0

Таким образом, для того чтобы обезопасить работников от фактора загазованности, необходимо соблюдать ряд правил[6]:

- предельно-допустимая концентрация (ПДК) паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать: углеводороды - 0,3 г/м<sup>3</sup>, бензин - 0,1 г/м<sup>3</sup>, ТЭС - 0,005 г/м<sup>3</sup>[8].

-контроль содержания паров нефтепродуктов осуществляется газоанализаторами.

#### **6.1.4. Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу**

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу (метанола) напрямую связана с нарушением технологии его закачки в полость газопровода, что приводит к образованию в рабочей зоне взрывоопасной смеси (температура вспышки 15,6 °С).

При попадании на кожу и в органы дыхания (при испарении) метанол вызывает ожог и раздражение, при попадании в пищевод в небольшом объеме 5-10 мл вызывает сильное отравление, а 30 граммов и более - летальный исход. Такие симптомы как: головная боль, слабость, недомогание, озноб, тошнота, рвота характеризуют легкую форму отравления. Поэтому опасность для жизни несет как чистый метанол, так и жидкости, в состав которых входит данное вещество даже в очень небольшом процентном соотношении.

Наиболее простой способ определения метанола заключается в проведении йодоформной реакции. При действии на этанол йода и щелочи выпадет осадок (йодоформ) желтого цвета, в реакции же с метанолом осадка не образуется (данная реакция не применяется для выявления метанола в этиловом спирте).

Антидотом при отравлении метанолом является внутривенное капельное введение 10 % раствора этанола, или же пероральный прием 30 - 40% раствора из расчета 1 - 2 грамма на 1 кг массы тела в сутки. В этом случае происходит переключение алкогольдегидрогеназы I на окисление экзогенного этанола.

При работе с метанолом, при его транспортировке и хранении должны быть предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ), представленные защитными очками, резиновыми перчатками, спецодеждой и

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

обувью согласно типовым отраслевым нормам. Так же используется фильтрующий маски ППМ и ШМП и противогазы марок А, М при концентрациях паров выше ПДК.

Для удаления разлитого метанола с поверхности применяют сухие опилки, в последствие сжигаемые в специально отведенном месте, остаток впитавшегося метанола промывают струей холодной воды. В целях защиты окружающей среды от протечек метанола должно быть использовано технологическое оборудование, обеспечивающее полную герметизацию.

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

### **6.2.1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования как опасный фактор, возникает в процессе проведения подготовительных работ, направленных на ликвидацию гидратов. Опасный фактор возникает за счет нахождения рабочего персонала вблизи работающих машин и механизмов (бульдозеры, экскаваторы). Основная задача машин и механизмов направлена на организацию свободного подхода и подъезда к месту проведения огневых работ, а именно на удаление мешающих предметов, взрывоопасных, пожароопасных и вредных веществ. В соответствии с нарядом-допуском, составленным на основании СТО Газпром 14-2005 [14], и плана организации проведения работ эксплуатационным персоналом филиала осуществляется подготовка технологического объекта к проведению огневых работ.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [15] ограждения необходимо выполнять в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. При устройстве ограждений обязательно соблюдение определенных требований.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

Запрещена работа со снятым или неисправным ограждением. В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

### **6.2.2. Высокое давление газопровода**

Нефтепроводы и газопроводы работают под давлением. Любые сосуды, работающие под давлением (свыше 0,7 кгс/см<sup>2</sup>), всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может трансформироваться в явную форму и повлечь тяжелые последствия. Разгерметизация (потеря герметичности) сосудов, работающих под давлением, достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. Взрывом называют быстропротекающий процесс физических и химических превращений веществ, сопровождающийся освобождением большого количества энергии в ограниченном объеме, в результате которого в окружающем пространстве образуется и распространяется ударная волна, способная создать угрозу жизни и здоровью людей. При взрыве может произойти разрушение здания, в котором расположены сосуды, работающие под давлением, или его частей, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Причины разрушения систем под давлением [15]:

- механические воздействия,
- старение систем (снижение механической прочности);
- нарушение технологического режима; конструкторские ошибки;
- изменение состояния герметизируемой среды;

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

- неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах.

Мероприятия по взрывозащите[15]:

- разработка инструктивных материалов, регламентов, норм и правил ведения технологических процессов;
- организация обучения и инструктажа обслуживающего персонала;
- осуществление контроля и надзора за соблюдением норм технологического режима, правил и норм техники безопасности, пожарной безопасности.

### 6.3 Экологическая безопасность

Работы по запуску дефектоскопа включают в себя открытие камер запуска и приема, что может повлечь за собой загрязнение почвы и близлежащих водоемов продуктами трубопровода и нанести непоправимый ущерб окружающей среде. Для предотвращения и минимизации пагубного воздействия при проведении работ требуется предусмотреть некоторые защитные мероприятия.

Персонал, проводящий данную работу, должен быть высококвалифицирован, с ним должна быть проведена инструкция по безопасным методам выполнения работы. Порядок проведения работ должен быть строго соблюден.

Грязь, которая пришла вместе с поршнем, должна быть утилизирована в соответствии с законом.

Природный газ, на 98% состоящий из метана, напрямую стравливается в атмосферу с камер запуска и приема очистных устройств.

Многие знают, что усилению парникового эффекта способствует газ метан, так как он интенсивно рассеивает и удерживает тепло, излучаемое

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

нагретой солнцем Землей в инфракрасной области спектра на длине волны 7,66 мкм. Метан находится на втором месте, уступая углекислому газу, при этом его роль в создании парникового эффекта составляет примерно 30% от общего эффекта CO<sub>2</sub>. При повышении концентрации метана в атмосфере он изменяет ее нормально-текущие химические процессы, что приводит к нарушению экоситуации на планете.

В связи с развитием современных технологий в нефтегазовой отрасли, на сегодняшний момент уже существует множество технологий позволяющих с минимальным риском для окружающей среды проводить большинство видов работ, как на магистральном газопроводе, так и на нефтепроводе.

По окончании работ на магистральном газопроводе приказом исполнителя организации и производителя работ формируется комиссия для осмотра земель при участии заинтересованных сторон (представителей ООО магистральных газопроводов и землевладельцев).

При устранении загидраченного участка газопровода рекультивация земель выполняется поэтапно: технический этап, а затем, при необходимости, биологический.

Технический этап заключается в планировании, формировании откосов, снятии и нанесении плодородных слоев почв, устройстве гидротехнических и мелиоративных сооружений. Данный этап так же характеризуется проведением работ, направленных на создание необходимых условий для дальнейшего использования восстанавливаемых земель по их назначению. Биологический этап проводится с целью восстановления плодородия почв.

Особенностью биологического этапа является осуществление его уже сразу после технического, а главная цель – подготовка почвы: закрепление верхнего слоя почвы за счет корневой системы растений, а также в создании густого травостоя, что предупредит развитие как водной, так и ветровой эрозии на нарушенном почвенно-растительном покрове.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97



Этапы рекультивации в зависимости от площади нарушения почвенно-растительного покрова классифицируются следующим образом [42]:

1-ая степень – растительно-почвенный покров уничтожен на 100%;

2-ая степень – растительность уничтожена на 100%, при этом земельный слой уцелел на 50% площади;

3-ая степень – растительный покров уничтожен на 50–80% площади, почвенный слой сохранен 100%;

4-ая степень – растительный покров уничтожен на 20–50% площади, почвенный слой сохранен 100%;

5-ая степень – растительность уничтожена менее 20% от всей площади, почвенный слой сохранен 100%.

При выборе методов работ, направленных на восстановление почв, необходимо брать во внимание присутствие в основном 3–4 типов нарушенности почвенно-растительного покрова на рекультивируемом участке трассы.

Согласно зональной системе земледелия субъектов РФ выбираются виды посевных трав и их допустимые сочетания. Замену поврежденного или уничтоженного растительного покрова следует проводить аналогичными видами местных трав, приспособленных к почвенно-климатическим условиям данного региона.

#### **6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Пожарная безопасность при запуске ВТУ должна обеспечиваться за счет [16]:

- предотвращения разлива и растекания нефти, выхода газа;
- предотвращения образования на территории проведения работ горючей паровоздушной среды и предотвращения образования в горючей среде источников зажигания;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загрязнений.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

На территории проведения работ должны быть установлены знаки пожарной безопасности для обозначения места расположения пожарного инвентаря, оборудования, гидрантов, колодцев и т.д., подходов к нему, а также для обозначения запретов на действия, нарушающие пожарную безопасность.

Состояние оборудования необходимо систематически проверять в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

Во избежание пожаров или взрывов на территории УПН необходимо соблюдение следующих правил:

- Не допускать курения на всей территории. О запрещении курения на территории вывешиваются аншлаги и делают запрещающие надписи на стенах зданий, сооружений;
- Нельзя пользоваться факелами, спичками свечами, керосиновыми фонарями для освещения и других емкостей, колодцев промышленной канализации, нефтеловушек, траншей нефтепродуктов и других мест, где возможно скопление газоздушных смесей. Для освещения этих мест при отсутствии стационарного электрического освещения или его недостаточности можно пользоваться только аккумуляторными фонарями взрывобезопасного исполнения при условии включения их вне загазованной зоны;
- В местах, где могут образовываться смеси газов с воздухом, нельзя допускать применения инструментов, могущих образовать искру. В этих местах можно применять обмедненный инструмент;
- Производство огневых работ в загазованных местах и около них допустимо только после принятия специальных мер;
- Промасленные материалы (тряпки и ветошь) складывать в предназначенные для этого металлические ящики с плотно закрывающимися крышками;
- Необходимо медленно устранять любую неисправность в технологических установках, приводящую к протечкам нефтепродуктов;

- Случайно пролитые или протекшие в результате неисправности технологического оборудования нефтепродукты следует немедленно собирать, а загрязненные мазутом места зачищать и засыпать свежим грунтом и песком;
- Размещать технологические объекты на открытых объектах;
- Электрооборудование, приборы, датчики, преобразователи систем КИПа устанавливать во взрывозащищенном исполнении;
- Для контроля за наличием углеводородов в окружающем воздухе в технологических помещениях и на открытых площадках устанавливать анализаторы до взрывных концентраций с выдачей светового и звукового сигналов;
- Технологическое оборудование, фланцевые соединения выполнять герметично;
- Соблюдать максимальное количество хранящегося вещества на объекте[6];

Ликвидация аварий на газопроводе начинается, прежде всего, с отключения его поврежденного участка и перекрытия газопровода запорными устройствами (замками, задвижками), расположенными на нем и у газгольдерных станций. При срезах или разрывах труб газопровода низкого давления концы их заделывают деревянными пробками, обмазывают глиной или обматывают листовой резиной, трещины на трубах заваривают или заделывают, устанавливая муфты. Временно трещины можно заделывать, обматывая трубы плотным бинтом и обмазывая глиной, или обматывая листовой резиной с накладкой хомутов. При воспламенении газа его давление в газопроводе снижают, после чего пламя гасят песком, землей, глиной, набрасывают на газопровод мокрый брезент, а затем засыпают землей и поливают водой.

## 6.5 Законодательное регулирование проектных решений

Компании, которые занимаются перекачкой нефти и газа по магистральным газопроводам обязаны обеспечивать своих работников всеми материальными и социальными благами в соответствии с [17].

В соответствии со статьей «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» работник имеет право на:

- рабочее место;
- своевременную оплату;
- социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда;
- отказ от выполнения работ в случае опасности для жизни;
- обеспечение средствами индивидуальной защиты;
- обучение за счет работодателя;
- медицинский осмотр и т.д;

Работники, которые трудятся в условиях Крайнего Севера, имеют дополнительные льготы в соответствии с [18].

Одной из основных льгот, предоставляемых данной категории работников, является районный коэффициент. Согласно ст. 315 ТК РФ [17] оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

Кроме того, коэффициент начисляется на надбавки и доплаты к тарифным ставкам (должностным окладам) и компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда, к которым относятся надбавки [17]:

- за классность, звание по профессии, непрерывный стаж работы по специальности и т.д.;

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

- должностным лицам и гражданам, допущенным к государственной тайне;
- за выслугу лет (непрерывную работу), а также вознаграждение за выслугу лет, выплачиваемое ежеквартально или единовременно;
- по итогам работы за год;
- за условия труда при работе в ночное время, сменную работу, за совмещение профессий (должностей).

При этом в состав заработка, на который начисляется районный коэффициент, не включаются: процентные надбавки к заработной плате за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, а также в южных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока; все виды выплат по среднему заработку (отпускные, оплата обучения работников, направленных на профессиональную подготовку, повышение квалификации или обучение вторым профессиям, и др.); материальная помощь; единовременные поощрительные выплаты, не предусмотренные системой оплаты труда организации.

Северянам также должна выплачиваться процентная надбавка к заработной плате. В отличие от районного коэффициента при выплате надбавок необходимо учитывать стаж работы в данных районах или местностях. Размер процентной надбавки и порядок ее выплаты (как и районный коэффициент) устанавливаются Правительством РФ (ст. 317 ТК РФ, ст. 11 Закона N 4520-1) [17].

Статья 116 ТК РФ устанавливает северянам ежегодные дополнительные оплачиваемые отпуска. При этом работодатели с учетом своих производственных и финансовых возможностей могут самостоятельно устанавливать для работников дополнительные отпуска, порядок и условия предоставления которых определяются коллективными договорами или локальными нормативными актами, которые принимаются с учетом мнения

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

выборного органа первичной профсоюзной организации.

Кроме своих работников, нефтеперекачивающие организации точно так же, обязаны следить за негативным влиянием их деятельности на окружающую среду, и защищать население от чрезвычайных ситуаций в соответствии с [19].

Согласно [19] комплекс мероприятий по защите населения включает:

- оповещение населения об опасности, его информирование о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях;
- эвакуационные мероприятия;
- меры по инженерной защите населения;
- меры радиационной и химической защиты;
- медицинские мероприятия;
- подготовку населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций.

Газопроводы относятся к опасным производственным объектам, поэтому организации, занимающиеся их эксплуатацией, подчиняются ФЗ от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ [20].

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		103

## Заключение

В ходе выполнения магистерской диссертации были подробно описаны требования к механическим свойствам сталей, таким как временное сопротивление разрыву, предел текучести, предел прочности, относительное удлинение согласно ГОСТ 20295-91, так же были предоставлены требования к механическим свойствам соединительных деталей. Было подробно описано напряжённо-деформированное состояние трубопровода, которое приводит к возникновению напряженного состояния металла и следовательно к деградации прочностных характеристик трубных сталей. Рассмотрен механизм усталостного разрушения стали, в ходе которого происходит зарождение трещин в структуре металла и в дальнейшем приводит к его разрушению и следовательно к авариям на магистральных газонефтепроводах. Проведен анализ изменения прочностных характеристик стали 17ГС в процессе длительной эксплуатации. В результате анализа можно сказать, что при длительной эксплуатации трубопроводов возможны два вида негативных факторов, связанных с изменением прочностных свойств стали, это её охрупчивание и снижение прочности в результате перестаривания. Предоставлена методика расчета дефектов в стали трубопроводов, обнаруженных в результате внутритрубной диагностики. На основе этой методики можно оценить опасность дефекта, а так же рассчитать безопасный режим эксплуатации трубопровода при наличии дефекта.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

## Список использованной литературы

1. СНиП 3.05.05-84 «Строительные нормы и правила».
2. ВСН 51-1-97 «Правила производства работ при капитальном ремонте магистральных газопроводов».
3. СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО Газпром».
4. ГОСТ 12.2.062-81 «Оборудование производственное. Ограждение защитное».
5. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов».
6. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация».
7. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
8. ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01. 01.89)».
9. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
10. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений».
11. ГОСТ 30691-2001 «Шум машин. Заявление и контроль значений шумовых характеристик».
12. ICCSR 26000:2011. Международный стандарт «Социальная ответственность организации».
13. Постановление от 11 февраля 2011 года № 29а о работе на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях в холодное время года (с изменениями на 30 октября 2012 года).
14. ГОСТ 29335-92. Костюмы для защиты от пониженных температур. Технические условия.
15. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.



16. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1)
17. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ;
18. Закон РФ от 19.02.1993 N 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях»;
19. Закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
20. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
21. ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества»
22. Елагина О.Ю., Ефименко Л.А., Вышемирский Е.М., Капустин О.Е., Мурадов А.В., Прыгаев А.К. Традиционные и перспективные стали для строительства магистральных газонефтепроводов. – М.: Логос, 2011. – 314 с.
23. Бородавкин П.П., Таран А.Д. Трубопроводы в сложных условиях. - М.: Недра, 1968.-303 с.
24. Бородавкин П.П., Яблонский В.С. Напряжения в подземном трубопроводе при изменении температуры в процессе эксплуатации // Строительство трубопроводов, 1962.-№ 7.-С. 16-18.
25. Ильюшин А.А. Пластичность. - М.: ОГИЗ, 1948. - 376 с.
26. Биргер И.А. Остаточные напряжения. - М.: Машгиз, 1963. -232 с.
27. Кудрявцев П.И. Остаточные сварочные напряжения и прочность сварных конструкций. - М.: Машиностроение, 1964. - 256 с.
28. Петров И.П., Спиридонов В.В. Надземная прокладка трубопроводов. - М.: Недра, 1973.-472 с.
29. Никитина Н.Е. Определение плоского напряженного состояния конструкционных материалов с помощью объемных упругих волн //Дефектоскопия, 1999. -№1.-С. 48-54.
30. Иванова В.С. Циклическое разрушение металлов и сплавов. - М.: Наука, 1981.-200 с.

31. Бабич В.К., Гуль Ю.П., Долженков И.Е. Деформационное старение стали. - М.: Металлургия, 1972. - 320 с.
32. Мочернюк Н.П., Красневский С.М., Лазаревич Г.И. Влияние времени эксплуатации МГ и рабочего давления газа на физико-механические характеристики трубной стали 19 Г // Газовая промышленность. - 1991. - № 3. - С. 34 - 36.
33. Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных трубопроводов. - М.: Недра, 1978.-166 с.
34. Зайнуллин Р.С., Кожикин М.Н. Оценка ресурса оборудования по параметрам испытаний и эксплуатации // Заводская лаборатория. - 1996. - № 6. - С. 57 - 58.
35. Гетман А.Ф. Вопросы обеспечения ресурса эксплуатации сосудов и трубопроводов реакторов действующих АЭС // Заводская лаборатория. - 1997. - № 2. - С. 37 - 43.
36. Волков Н.И., Коннов В.В., Романченков В.П. Способ определения повреждаемости нагруженного материала и ресурса работоспособности. - А.С. РФ № 2139519.
37. Гудремон Э. Специальные стали. Пер. с нем. Под ред. Займовского А.С., Бернштейна М.Л., т. 11. - М.: Металлургия, 1959. - 952с.
38. Суворова С.О., Сарак В.Л., Энтин Р.И. ФММ, 1964, т. 17, в. 1, с. 105-110.
39. Гольштейн М.И., Фарбер В.М. Дисперсионное упрочнение стали. - М.: металлургия, 1979. - 208с.
40. ГОСТ 7268-82. Сталь. Метод определения склонности стали к деформационному старению по испытанию на ударный изгиб.
41. Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Ямалеев К.М., Росляков А.В. Старение труб нефтепроводов. - М.: Недра, 1995. - 223с.

42. ГОСТ 17.5.1.01-83 «Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения.»
43. Воронин В.Н., Смирнов О.В., Кузьбожев А.С., Агинеи Р.В. Определение характеристик металла газопроводов на основе статистики твердости с малой нагрузкой / Обзорная информация. Серия «Транспорт и подземное хранение газа». – М.: ИРЦ Газпром, 2008. – 99 с.
44. Смирнов О.В., Кузьбожев А.С., Агинеи Р.В. Исследование вариации твердости трубной стали 17Г1С в ходе статического нагружения // Заводская лаборатория. Диагностика материалов – 2007. – №12. – С. 38-42.
45. Агинеи Р.В., Кузьбожев А.С., Смирнов О.В., Петров С.В. Методы измерения твердости. Определение механических свойств металла газонефтепроводных труб по твердости: метод. указания – Ухта: УГТУ, 2007. – 52 с.
46. Кузьбожев А.С., Бирилло И.Н., Агинеи Р.В., Смирнов О.В. Обоснование необходимых объемов реконструкции надземных технологических трубопроводов на основе диагностики // Ремонт, восстановление, модернизация - 2007 - № 6 – С. 21-24.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ВКР,  
ВЫПОЛНЕННОГО НА ИНОСТРАННОМ ЯЗЫКЕ**

**Приложение А**

Раздел:

**The role of pipeline age in pipeline safety**

Студенту:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Се Михаилу Кинчиевичу		

Институт	ИПР	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Надежность газонефтепроводов и хранилищ

**ЗАДАНИЕ:**

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1 Pipeline Age a Factor in the Occurrence of Incidents</li><li>2 External Corrosion</li><li>3 Internal Corrosion</li><li>4 Excavation Damage</li><li>5 Manufacturing Defects</li></ol>
---	--

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

**Задание выдали консультанты:**

Консультант кафедры \_\_\_\_\_ ТХНГ ИПР \_\_\_\_\_:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. ТХНГ	Кокушкин Ю.А.	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист кафедры \_\_\_\_\_ ИяПР ИПР \_\_\_\_\_ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шендерова И.В.	старший преподаватель		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4А	Се М.К.		

## **The role of pipeline age in pipeline safety**

The age of a natural gas transmission pipeline is an important factor affecting the safety of that pipeline. Review of incidents reported to the Department of Transportation's Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) from 2002 through 2009 found that 85% of incidents occurred irrespective of a pipeline's age, with just 15% related in some way to the age of the pipeline.

In cases where a pipeline's fitness for service may degrade with the passage of time, pipeline operators can take action to mitigate the effects of aging. Operators can periodically assess the integrity of such pipelines. Timely repairs based on those assessments will ensure fitness for service. A well-maintained and periodically assessed pipeline can safely transport natural gas indefinitely.

The INGAA Foundation, Inc. retained Kiefner & Associates to investigate the relationship between pipeline age and pipeline safety. The focus of the paper is natural gas transmission pipelines. Still, many of the report's findings also would apply to pipelines carrying crude oil, motor fuels and other liquid petroleum products. While the natural gas transmission pipeline industry adds new pipelines every year, the majority of natural gas pipelines in the United States were built prior to 1970. Not surprisingly, when an older pipeline fails, there is a tendency to suspect that age played a role in the failure. This can lead to the perception that such pipelines are too old to operate safely.

As part of its research, Kiefner & Associates looked at the various phenomena that can threaten the integrity of a pipeline (i.e., its ability to operate safely without rupturing). It reviewed pipeline ruptures and serious leak incidents reported to PHMSA from the period of 1992 through 2011.

The review of the reportable incidents found that during this recent 20-year period there were 2,059 pipeline ruptures or major leak incidents. The PHMSA "reportable incidents" category was chosen as the primary measure for this report because it was the largest publicly available database of pipeline incidents. From these data, one can calculate the probability of a reportable

incident at any random point if an incident were equally likely at any point in the 305,000 miles of natural gas transmission pipelines in the U.S. The incident rate is approximately 0.00034 per mile per year.

The paper's authors then looked at the incidents based on the decade of construction of the pipeline involved. They found there was no time-dependent degradation of the steel itself. As has been documented in a previous study sponsored by the INGAA Foundation , the properties of the steels used for natural gas pipelines (including the oldest steel pipelines in service) do not change appreciably with time; that is, pipe steel does not "wear out."

Still, in connection with certain causes of failure, the report's authors found some higher correlation between age and incident frequency based on the installation period. The authors focused on incidents from 2002 through 2009 because the incident reporting criteria were consistent over that period. Incident frequency from other causes did not exhibit any correlation with age.

The data indicated that older pipelines may be more susceptible to failure if certain kinds of threats are not assessed and mitigated. Factors that contribute to those threats being a higher concern for older pipelines are fully discussed in this paper, as well as mitigation approaches that have been proven to ensure these threats do not affect the safe operation of an older pipeline. These threats include:

- External Corrosion
- Rains/Floods
- Excavation Damage
- Manufacturing Defects
- Component Defects
- Girth Welds
- Seam Welds
- Stress Corrosion Cracking

## **1. Pipeline Age a Factor in the Occurrence of Incidents**

Some of these causes are attributable to pipeline age because of a higher correlation between incident frequency and the period when the pipeline was installed. Our analysis focuses on the 598 accidents where usable data regarding pipeline age exists. Of these accidents, we show that 507 of them or 85% of these causes, do not exhibit any correlation with age.

At the outset, it should be noted that there is no time-dependent degradation of the steel itself. The properties of the steels that comprise natural gas pipelines (including the oldest steel pipelines in service) do not change appreciably with time; that is, the pipe steel does not "wear out." This fact was established in a previous report sponsored by the INGAA Foundation . The actual level of safety associated with a given pipeline depends on how well it is defended against the various threats to its integrity that can create injurious defects in the pipe. Mitigation of threats and verification of fitness for service are necessary to keep a pipeline safe regardless of its age.

The relationships of incident causes to the age of the pipeline are shown in Table 1. The grouping of the incident data by decade for age was chosen because of the availability of the initial construction dates and in-service inventories of gas transmission pipelines in the PHMSA database. This decade range depicts not only the length of time that the pipeline has been in service, but provides a rough surrogate of the manufacturing methods of the pipe, the construction methods used to install the pipe and operating and maintenance practices.

To see easily where age could be a factor for a particular cause of incidents, it is useful to view these same data divided by the percentage of pipe presently installed in the pipeline system in each age group. This view normalizes the incident statistics by the amount by pipe by age in the existing infrastructure. The resulting numbers are shown in Table 1. Cells where the percentage of incidents significantly exceeds the percentage of pipe of a particular vintage (i.e. where the ratio is greater than 1.5) are highlighted because they correspond to concentrations of incidents within a particular age bracket suggesting age dependence. For the cause "External



Corrosion," for example, 29% of the incidents occurred in the 12% of the pipe that was installed prior to 1950. The number "2.39" in the highlighted cell of Table 1 is simply 29% (the percentage of external corrosion incidents that occurred in pre-1950 pipe) divided by 12% (the amount of the pipeline infrastructure installed prior to 1950). The numbers in all of the cells in Table 1 were calculated in the same manner, and the highlighted cells show the vintage categories where incidents of a particular cause occurred significantly more frequently.

Table 1 – Percent of Incidents by Cause that Occurred in a Pipe of a Given  
Vintage

Incident Cause	Incidents in the 12% of pipe presently in service that was intalled prior to 1950	Incidents in the 25% of pipe presently in service that was intalled between 1950 and 1959	Incidents in the 23% of pipe presently in service that was intalled between 1960 and 1969	Incidents in the 10% of pipe presently in service that was intalled between 1970 and 1979	Incidents in the 10% of pipe presently in service that was intalled between 1980 and 1989	Incidents in the 10% of pipe presently in service that was intalled between 1990 and 1999	Incidents in the 10% of pipe presently in service that was intalled between 2000 and 2009
External Corrosion	29%	22%	31%	11%	2%	4%	1%
Internal Corrosion	4%	20%	39%	11%	22%	4%	
Earth Movement	15%	23%	31%	15%	8%	0%	8%
Lightning	0%	25%	25%	38%	0%	0%	13%
Heavy Rains/Floods	27%	33%	0%	20%	7%	7%	7%
Temperature	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%
High Winds	0%	67%	0%	0%	0%	17%	17%
Op. Exc. Damage	0%	18%	35%	24%	6%	12%	6%
Third Party Exc.	20%	25%	25%	9%	8%	10%	4%
Fire/Explosion		11%	11%	11%	11%	44%	11%
Vehicle	10%	15%	23%	8%	18%	15%	10%
Rupture of Previously Damaged Pipe	33%		17%	17%		17%	17%
Vandalism	67%	0%	0%	33%	0%	0%	0%
Body of Pipe	24%	48%	14%	10%	5%	0%	
Component	22%	22%	6%	11%	11%	0%	28%
Joint	8%	17%	8%	17%	17%	8%	25%
Butt Weld	20%	24%	28%	8%	8%	4%	8%
Fillet	17%	17%	17%	17%	0%	17%	17%
Seam	6%	69%	19%	0%	0%	0%	6%
MCRE	3%	9%	6%	14%	17%	20%	31%
TSBPC	7%	7%	36%	0%	21%	0%	29%
LSPP	0%	11%	11%	11%	33%	11%	22%
Incorrect Operations	0%	20%	20%	27%	20%	0%	13%
Miscellaneous	2%	25%	17%	8%	8%	10%	29%
Unknown	25%	25%	5%	10%	5%	10%	20%
Stress Corrosion Cracking	18%	18%	64%	0%	0%	0%	0%

Table 2 – Distribution of Incidents by Cause by Pipeline Age

Incident Cause	Incidents in the 12% of pipe presently in service that was intalled prior to 1950	Incidents in the 25% of pipe presently in service that was intalled between 1950 and 1959	Incidents in the 23% of pipe presently in service that was intalled between 1960 and 1969	Incidents in the 10% of pipe presently in service that was intalled between 1970 and 1979	Incidents in the 10% of pipe presently in service that was intalled between 1980 and 1989	Incidents in the 10% of pipe presently in service that was intalled between 1990 and 1999	Incidents in the 10% of pipe presently in service that was intalled between 2000 and 2009
External Corrosion	2.39	0.89	1.34	1.06	0.21	0.43	0.11
Internal Corrosion	0.36	0.78	1.70	1.09	2.17	0.43	0.00
Earth Movement	1.28	0.92	1.34	1.54	0.77	0.00	0.77
Lightning	0.00	1.00	1.09	3.75	0.00	0.00	1.25
Heavy Rains/Floods	2.23	1.33	0.00	2.00	0.67	0.67	0.67
Temperature	0.00	0.00	4.35	0.00	0.00	0.00	0.00
High Winds	0.00	2.67	0.00	0.00	0.00	1.67	1.67
Op. Exc. Damage	0.00	0.70	1.53	2.35	0.59	1.18	0.59
Third Party Exc.	1.65	0.99	1.08	0.89	0.79	0.99	0.40
Fire/Explosion	0.00	0.44	0.48	1.11	1.11	4.44	1.11
Vehicle	0.86	0.62	1.00	0.77	1.79	1.54	1.03
Rupture of Previously Damaged Pipe	2.78	0.00	0.73	1.67	0.00	1.67	1.67
Vandalism	5.56	0.00	0.00	3.33	0.00	0.00	0.00
Body of Pipe Component	1.98	1.90	0.62	0.95	0.48	0.00	0.00
Joint	1.85	0.89	0.24	1.11	1.11	0.00	2.78
Butt Weld	0.69	0.67	0.36	1.67	1.67	0.83	2.50
Fillet	1.67	0.96	1.22	0.80	0.80	0.40	0.80
Seam	1.39	0.67	0.73	1.67	0.00	1.67	1.67
MCRE	0.53	2.75	0.82	0.00	0.00	0.00	0.63
TSBPC	0.24	0.34	0.25	1.43	1.71	2.00	3.14
LSPP	0.59	0.28	1.55	0.00	2.14	0.00	2.86
Incorrect Operations	0.00	0.44	0.48	1.11	3.33	1.11	2.22
Miscellaneous	0.00	0.80	0.87	2.67	2.00	0.00	1.33
Unknown	0.18	1.00	0.73	0.83	0.83	1.04	2.92
Stress Corrosion Cracking	2.08	1.00	0.22	1.00	0.50	1.00	2.00
	1.50	0.72	2.78	0.00	0.00	0.00	0.00

As seen in Table 2, some of the highlighted cells occur in the older pipeline age brackets suggesting that age could be a factor for particular causes of incidents.

- External Corrosion incidents were concentrated in pre-1950 pipe.
- Heavy Rains/Floods incidents were concentrated in pre-1950 and 1970s pipe.

- Third Party Excavations were concentrated in pre-1950 pipe.
- Body of Pipe incidents were concentrated in pre-1950 pipe and pipe installed between 1950 and 1959.
- Component-related incidents were concentrated in pre-1950 pipe.
- Butt-weld-related incidents were concentrated in pre-1950 pipe.

It is noted that concentrations of incidents occurred in pre-1950 pipe for the causes: Previously Damaged Pipe, Vandalism, Unknown, and Miscellaneous. These concentrations can be ignored for the following reasons. In the cases involving Previously Damaged Pipe and Vandalism the numbers of incidents were too small (6 for Previously Damaged Pipe, 3 for Vandalism) to be meaningful. The same reasoning applies to the age-related concentrations of incidents cases involving Temperature (3 incidents) and High Winds (5 incidents). In the case of incidents with unknown or miscellaneous causes, there is nothing to be gained from analyzing the numbers by decade.

What accounts for the apparent tendency of the incident causes in the bullet list above to occur more often in older pipelines? Some possible reasons are discussed below.

## **2. External Corrosion**

The likely reasons that older pipelines seem to be more susceptible to external corrosion are that some of the oldest pipelines were installed with no coating, and that the use of cathodic protection did not become common until the 1940s and 1950s. Even though many older pipelines were retrofitted with cathodic protection systems, metal loss occurring prior to the installation of cathodic protection probably established a lower baseline from which the corrosion could continue. If the corrosion continued even at a lower rate after the installation of cathodic protection, failure still would be more likely than in a pipeline that was adequately protected from its outset. Another possible contributor to the higher rate of external corrosion incidents is that some older pipelines were not designed to accommodate in-line inspection (ILI) tools. These ILI tools are now used effectively to find and repair corrosion-caused metal loss

defects before they can become large enough to cause a pipeline to fail. They also provide additional guidance on where to increase cathodic protection levels or reinstall protective coating. The drop-off in external corrosion failures seen in Table 3 for newer pipe probably is the result of the advent of the use of high-technology coatings such as fusion-bonded epoxy in use since the 1970s and the application of cathodic protection early in the life of the pipeline.

### **3. Internal Corrosion**

Two concentrations of internal corrosion incidents are seen in Table 3, neither of which suggests that internal corrosion is an age-related cause of incidents. One concentration occurred in the decade of the 1960s, and one occurred in the decade of the 1980s. Because there is no apparent reason why pipelines installed in these decades would be more susceptible to internal corrosion than pipeline installed in other decades, these concentrations are assumed to have been random occurrences and are ignored.

### **Heavy Rains/Floods**

The fact that older pipelines were more susceptible to failure from heavy rains/floods than newer pipelines is probably a function of older pipelines having been in their location longer. A longer time in service increases the likelihood of removal of trench cover by scouring or undercutting of soil around the pipe due to increased water velocities caused by heavy rains or flooding. Open-cut trench crossings are used for streams and smaller bodies of water. Older pipelines were installed in trenches made in the bottoms of rivers and other water crossings and may not have been given as much cover near the banks of rivers as pipelines have received more recently. Horizontal directional drilling has been used in the construction of many water crossings since the early 1980s and is the predominant technique used in the last 10 years for rivers and large bodies of water. Operators can ensure that the pipe underwater is protected by conducting periodic surveys and observation of soil movement on banks along the water. Where there is erosion, soil and rip-rap (rock) can be added along banks and stabilized with

techniques such as matting. In rivers and streams, stone and rock can be added to provide cover or the crossing can be retrenched.

It is noted that there was also a concentration of incidents in the 1970s for which there is no reason why there would be age related incidents involving heavy rains/floods. Therefore that decade has been ignored as age related.

#### **4. Excavation Damage**

Older pipelines sustained more third-party damage incidents than newer pipelines if one assumes an equal probability of excavation activities by third parties. This outcome probably is the result of older pipelines being less well-marked and buried at shallower depths than newer pipelines. Another possible contributing factor is that older pipeline materials are probably less resistant to allure than newer materials when hit by heavy excavating equipment. Interestingly, the older pipelines did not seem to be more affected by operator excavation damage than the newer pipelines, possibly due to operators applying greater diligence than third-party excavators. The above-ground portions of older pipelines did not appear to be any more susceptible to vehicle impacts than newer pipelines.

#### **Pipe Body Defects**

Older pipelines were more susceptible than newer pipelines to failures from pipe-body defects. Five of these failures involved wrinkle bends, an obsolete technique for bending pipe that left the pipe more vulnerable to failure than a smooth bend if there was movement. Two other incidents resulted from hard spots, which are a phenomenon associated with a particular manufacturer's pipe made in the 1950s. At least four other body-of-pipe failures were attributed to pipe mill defects or cracks that one would expect to find more readily in certain vintage manufacturing processes. Alternatively, it is possible that some of the "crack" failures resulted from small manufacturing defects having grown over a long period of time from internal pressure-cycle- induced fatigue. However, one would not expect to find failures from internal pressure-cycle- induced fatigue in a natural gas transmission pipeline unless the pipeline had never been subjected to

a strength test at all, or was only tested to a small margin above the operating pressure.

### **Components**

Component-related incidents (such as failures of valves, meters and other appurtenances) appeared to have taken place at a higher rate in the oldest pipelines. Twenty-two percent of the component incidents occurred in the oldest 12% of the infrastructure installed prior to 1950. The remaining component incidents were spread fairly evenly over the years of pipeline installation. The failures in the oldest systems likely were related to branch connection defects and cracks in valve bodies. Prior to 1950, fabricated fittings were more likely to have not been made according to ASME standards and some older valve bodies were made from cast iron or cast steel rather than from forged steel.

### **Butt Welds**

The butt weld-related failures, involving primarily leaks at girth welds and fabrication welds, appeared to be somewhat related to the ages of the pipelines. This is probably the result of the girth welds in the older pipelines having different construction-acceptability requirements.

### **5. Other Defects**

As seen in Table 3, incidents associated with the other causes were concentrated in pipes of particular vintages, but not the oldest vintages. In most cases, there is no explanation for this. It seems probable that many of these concentrations are random occurrences. For example, there is no conceivable reason why incidents caused by lightning, LSPP, or earth movement should be concentrated in pipe installed between 1970 and 1979, why TSBPC, and incorrect operations incidents should be concentrated in pipe installed in the time periods 1960-1969 and 1980-1989, or that the incidents caused by Operator Excavation Damage, Fire/Explosion, Vehicle, Joint, Fillet, or MCRE should be concentrated in pipelines installed in the particular decades shown in Table 3. Still, there are two causes of incidents where a concentration of incidents in pipe of a particular vintage is explainable. Those are:

- Seam incidents were concentrated in pipe installed in the period from 1950 through 1959.
- Stress Corrosion Cracking incidents were concentrated in pipe installed in the period from 1960 through 1969.

Leaks and ruptures involving seam defects were concentrated in or near the decade from 1950 through 1960. Eighty percent of these incidents occurred in pipe materials manufactured between 1949 and 1962. These incidents involved leaks and ruptures in double-submerged-arc welds, flash welds, both low- and high-frequency-welded ERW seams, and one continuous welded seam. The period of pipe making from 1949 through 1962 was characterized by a huge growth in the amount of pipe being manufactured, with new manufacturers and new processes being developed and implemented. Moreover, non-destructive testing of seams by the manufacturers was not required in the standard pipeline manufacturing requirements, API Specification 5L, until 1962.

There is some possibility that small leaks withstand initial mill and commissioning pressure testing due to high temperature oxide (mill scale) plugging the leak path; dissolution or degradation of the oxide may then eventually result in small leaks later in service. Small leaks do not necessarily constitute a failure of the pipe, although the leak may be reportable and may require a repair. The integrity threat associated with leaks is best assessed and mitigated through routine leak surveys.

The occurrences of incidents caused by stress corrosion cracking were clustered in pipelines with years of installation between 1947 and 1968. This is probably attributable to the fact the pipelines installed in that era were operated in a manner that allowed gas discharge temperatures to be as high as 180°F. Not only did this, in some instances, lead to coating damage, it also facilitated the occurrence of a type of stress corrosion cracking that grows at higher rates with increased temperature. Once it was learned that these high discharge temperatures promoted the occurrence of this type of stress corrosion cracking, pipeline operators installed gas cooling systems at compressor stations. Pipelines installed



after the gas-discharge-temperature problem was recognized appear to be much less susceptible to that particular form of stress corrosion cracking. A second factor is that conditions that promote another type of stress corrosion cracking are most prevalent with a particular coating type (plastic tape wrap) that can disbond intact from the pipe surface so as to trap moisture. In addition, the plastic tape has a high dielectric value that shields the pipe from the cathodic protection current. This type of coating for new construction was common in the 1960s and 1970s.

The number of age-related incidents for each age-related cause is shown in Table 3. The number was calculated by multiplying the total number of incidents associated with that cause (in Column 3 of Table 3) by the percentage of incidents in the time period of interest (in Column 2 of Table 3). The percentage of incidents in Column 2 of Table 3 is the percentage of incidents that were age-related. Age-related incidents also are highlighted in "red" in Table 3. It is seen that pipeline age was a factor in about 15% of incidents (91 out of 598 incidents). Conversely, 507 or 85 percent of the incidents occurred irrespective of the age of the pipeline.

Table 3 – Numbers of Incidents Where Year of Installation was Known

Incident Cause (Age-related Incident Causes Highlighted)	Percent of Incidents Affecting Older Pipelines	Number Where Year of Installation Was Known	Number of Age-Related Incidents (Column 2 times Column 3)
External Corrosion	30%	83	25
Internal Corrosion		46	
Earth Movement		13	
Lightning		8	
Heavy Rains/Floods	27%	15	4
Temperature		3	
High Winds		5	
Op. Exc. Damage		17	
Third Party Exc.	20%	101	20
Fire/Explosion		9	
Vehicle		39	
Previously Damaged Pipe		6	
Vandalism		3	
Body of Pipe	71%	21	15
Component	22%	18	4
Joint		12	
Butt Weld	20%	25	5
Fillet		6	
Seam	69%	16	11
MCRE		35	
TSBPC		14	
LSP		9	
Incorrect Operations		15	
Miscellaneous		48	
Unknown		20	
Stress Corrosion Cracking	64%	11	7
TOTAL		598	91

### Time-dependent degradation of pipelines

As mentioned previously, pipeline degradation may occur from external or internal corrosion- caused metal loss, from stress corrosion cracking, or from pressure-cycle-induced fatigue crack growth of material defects or construction and fabrication defects (though few, if any, fatigue failures have occurred in natural gas pipelines because of the infrequency of large pressure fluctuations in a gas pipeline). Operators must be aware of the potential of fatigue occurring and

periodically evaluate applicable portions of their systems. One approach for evaluating the fatigue susceptibility appears in a 2003 GRI report.<sup>14</sup>

The preventive and mitigative measures employed by pipeline operators against these threats are many and are discussed below. Further, if these degradation phenomena affect a given pipeline and threaten its integrity in spite of the preventive and mitigative measures, pipeline operators can perform periodic integrity assessments and repair any defects discovered through these assessments. In fact, PHMSA regulations require that pipeline operators carry out periodic integrity assessments of their pipelines located in high-consequence areas, and most pipeline operators carry out such assessments on other parts of their pipeline systems as well.

### **Responses to effects of time-dependent degradation**

Pipelines can tolerate some degree of deterioration without failing because of the inherent safety factors included in their design. A piece of pipe that has sustained some deterioration (from external corrosion, for example) could still be fit for service as long as the amount of metal loss does not cause the pipe to be seriously weaker at or near the operating stress level of a pipeline. If the defect were allowed to continue to grow, of course, its failure stress level would eventually degrade to the operating stress level, and a pipeline failure would result. Pipeline operators apply corrosion evaluation criteria in evaluating integrity assessment data and investigate anomalies where the amount of deterioration appears to encroach upon the accepted margin of safety against failure at the operating stress level. Whenever a time-dependent defect growth mechanism is active, maintaining fitness for service requires repeated assessment of the integrity of the pipeline at intervals that ensure that no defect grows to the size that will cause the pipeline to fail. Methods of integrity assessment used by pipeline operators include: a.) hydrostatic testing, b.) in-line inspection and c.) direct assessment. These are explained below.

#### **Pressure testing**

Because the primary source of stress on a pipeline is the internal pressure of gas, one way to demonstrate that a pipeline can safely carry its design stress level

is to pressurize the pipeline to a satisfactory margin of stress above its MAOP. An in-service pipeline must be taken out of service to conduct pressure testing. In such a case, the natural gas is purged from the pipeline, the pipeline is filled with water, and the water is pressurized to a higher level than MAOP (e.g. 1.25 times MAOP). Defects with failure pressures below the maximum test pressure will fail. The failed sections, if any, are replaced, the water is removed and the pipeline is restored to service.

Pressure testing demonstrates a level of fitness for service depending on the ratio of test pressure to operating pressure. If such a test is done to assure the integrity of a pipeline that is subject to growing stress corrosion cracks for example, the test stress level assures that the surviving stress corrosion cracks are too small to fail at the operating stress of the pipeline at the time of the test. If the stress corrosion cracks can be expected to continue growing, the pipeline operator must anticipate that another test will be needed in the future to reconfirm that the pipeline is safe from failing at its operating stress level. Pipeline operators schedule future tests on the basis of their best understanding of how fast the stress corrosion cracks are growing, but irrespective of the growth rate itself, the higher the ratio of test pressure to operating pressure is, the longer the interval between tests can be. The same thought process applies to other crack or defect growth mechanisms, such as, external corrosion, internal corrosion or pressure-cycle-induced fatigue.

### **In-line inspection**

The fitness for service of a pipeline affected by a time-dependent defect growth mechanism can be demonstrated using ILI, or running a "smart pig" through the pipeline. ILI involves inserting an instrumented device into a pipeline and causing the device to move through the pipeline with the flow of gas. Smart pigs of various types are available. Some are designed to locate and characterize corrosion-caused metal loss. Others are designed to locate and characterize dents or other geometric irregularities. Still others are designed to locate some kinds of material defects and crack-like defects. The information on each type of anomaly recorded by the device guides the pipeline operator to the location of the anomaly. In many

cases, the information also provides reasonably accurate information on the sizes of the anomalies, so the pipeline operator can prioritize the examinations of anomalies by their severity. The pipeline operator can then excavate and examine the pipeline at the indicated locations to verify the nature of the anomaly. If the anomaly is determined to be potentially injurious, the operator will make a suitable repair to restore the pipeline to a safe condition.

To perform an in-line inspection, the pipeline operator chooses a particular tool that is capable of locating and characterizing the size of a defect associated with a particular mode of degradation, such as external corrosion-caused metal loss. The location and sizing data are recorded for analysis after the tool run. A failure stress prediction model is applied to each recorded anomaly to predict its failure stress level based on the length and depth of the anomaly indicated by the tool data. The same model also is used to determine how large the anomaly would have to grow for it to cause a failure at the operating stress level. Using the apparent defect growth rate, the pipeline operator can determine when each anomaly must be excavated and repaired in order to maintain the integrity of the pipeline. The operator can anticipate that a future ILI tool run will be needed to revalidate the integrity of the pipeline from the standpoint of the anomalies that are not excavated and repaired. If ILI is used to assess the integrity of a pipeline located in a highly populated area, PHMSA regulations require that the inspections be run every seven years. To the extent that a particular ILI technology is capable of finding and sizing the defects accurately, ILI may be used to assess the integrity of a given pipeline that may be affected by stress corrosion cracking or fatigue as well as corrosion-caused metal loss.

The integrity of most pipelines can be assessed periodically in this manner if the pipeline is capable of accommodating the appropriate ILI tool. Data compiled by INGAA<sup>15</sup> show that 74% of the mileage of their members' pipelines is piggable at this time and that 89% of its members use ILI technology for assessing pipeline integrity<sup>16</sup>.

### **Direct assessment**

Another form of integrity assessment is referred to as "direct assessment" (DA). DA may be used for assessing a pipeline that is affected by external corrosion, internal corrosion or stress corrosion cracking, by applying techniques and standards tailored to each of the three phenomena. DA relies on a rigorous four-step process, starting with an evaluation of the operating and maintenance history and the environment surrounding the segment to be assessed. This includes an analysis of the suitability of DA, as it is not suitable under some circumstances. Further analysis is done to define the appropriate tools to make indirect measurements, above ground, that provide indications of the pipeline's integrity. The indirect measurements are used to identify areas suspected of being affected by one of the three phenomena. Operators excavate examine locations along the pipeline that they suspect may be undergoing degradation. The severities of the defects found, if any, are noted, and repairs are made if necessary. Findings are used to assess the process and revise it if appropriate. As with pressure testing and ILI, reassessment following DA is scheduled based on the perceived rate of defect growth. A fourth and final step in the DA process entails review and evaluation of findings and a confirmation of the planning for future assessments.

### **Features of some older pipelines that may expose them to increased risk of failure**

Certain features of some older pipelines and pipe materials necessitate more effort on the part of pipeline operators to maintain their integrity.

#### **Inherent problems with older line pipe steels**

Prior to 1960, most line pipe was made from alloys primarily composed of carbon-manganese steels. Starting in the 1960s, manufacturers of line pipe began to switch from carbon-manganese steels to micro-alloyed steels with lower carbon contents. The micro-alloyed steels tended to be more resistant to fracturing in a brittle fashion and were more easily welded. By the 1980s, most manufacturers of line pipe had switched from open-hearth, ingot-cast steels to basic-oxygen, low-sulfur, continuous-cast materials, resulting in steels that were much less prone to have non-metallic inclusions resident in the material. The newer steels not only

tended to be relatively free of injurious impurities, they also were more resistant to fracturing in the presence of a defect. As the data on pipeline age shows, 70% of the pipeline infrastructure in the U.S. is comprised of steels manufactured prior to 1980. The older pipelines need not be retired, however, if an adequate manufacturer's test or an adequate test before or during service has been performed. A test to a pressure level at least 1.25 times the maximum allowable operating pressure of a natural gas pipeline after construction generally is considered adequate for demonstrating initial pipeline integrity. Such a test ensures that any remaining manufacturing or construction defect is small enough to remain stable for hundreds of years, provided the line is not subject to unforeseen external conditions or extreme operating pressure fluctuations. Still, operators can periodically evaluate the potential impact of external loads and pressure cycling to reduce risk. External load impacts can be mitigated through matting when equipment is operating over a pipeline, lowering the line and, in some instances, replacing short sections of pipe. Meanwhile, the effects of pressure cycling can be mitigated through a change in operations, pressure-limiting devices or periodic assessment via ILI or hydrostatic tests.

### **Problems with older types of seam welds**

Prior to 1978, several seam-manufacturing processes existed that have since become obsolete. These included furnace lap-welded seams, flash-welded seams, low-frequency-welded ERW seams and single-submerged-arc-welded seams. All of these seams were prone to contain more manufacturing defects and to have less resistance to fracturing than the seams of newer line pipe materials. The analysis of reportable incident data for the period 2002-2009 showed that 80% of the seam defect failures were clustered in pipe manufactured in the period from 1949 through 1962. After 1962, line pipe manufacturers were required to perform non-destructive inspection on all seam welds at the time of manufacturing. This does not mean that no pipe made prior to that year was inspected by manufacturers, but rather, that the practices of manufacturers and requirements of the customers prior to 1960 were not uniform. Around that time and throughout the 1960s, manufacturers abandoned

seam manufacturing processes that involved furnace lap- welding, low-frequency ERW welding and flash welding. Since then, the consistency of line pipe seam welds has improved greatly. Nevertheless, the seam integrity of the older pipelines is initially assured for those pipe segments that were subjected to an adequate pressure test (e.g. test-pressure-to-operating-pressure ratio of at least 1.25) at some time in their history. Pipelines with the older longitudinal seam types require continued diligence from the standpoint of external loads and unforeseen pressure fluctuations, as discussed in the prior section.

### **Older bending and joining methods**

Wrinkle bends result from an obsolete bending practice that left prominent transverse wrinkles in the pipe. These wrinkles are often linked to problems such as corrosion because the wrinkles were hard to coat uniformly. In addition, wrinkle bends occasionally have exhibited failures from longitudinal forces that would have little or no impact on a smooth bend. Wrinkle bends also may constitute an obstruction to running smart pigs through a pipeline. Even if they do not constitute an obstruction, it is difficult to obtain valid smart pig data from the region of the wrinkles. These bends require greater diligence in unstable soils. There have been recent advances in the use of ILI to identify anomalies associated with girth welds, and this is an area of continued technology development.

Couplings and acetylene girth welds were used to construct pipelines into the 1930s (or a bit later in some systems comprised of small-diameter pipe) when shielded-metal-arc welding became the standard method for joining pipe in the field. Pipelines with these types of joints are more prone to failure from earth movement or from heavy rains and floods than pipelines fabricated with shielded-metal-arc girth welds. These joining methods require greater diligence during excavations for routine maintenance and in locations with unstable soil

### **Built-in obstructions to in-line inspection tools**

Many older pipelines were installed with non-full-opening valves such as plug valves. Other older pipelines were installed with circular-opening but reduced-diameter valves. Some other older gas pipelines were constructed of



sections of pipe having different diameters. These features make it very difficult to accommodate smart pig inspections.

Smart pig vendors have developed tools that can traverse these "reduced-port" valves or can work in more than one pipe diameter. Also, some operators have undertaken projects to remove restrictive appurtenances such as plug valves in order to accommodate standard ILI tools.

Miter bends and closely spaced factory bends in some older pipelines prevent the passage of smart pigs. Some tools have been developed that can negotiate bends of this type. Typically, ILI tools that are capable of negotiating obstructions described here are one generation behind the most current sensing technologies, but are still effective for assessing the integrity of the pipe.

Most older pipelines were originally built without launching and receiving facilities for smart pigs. Many operators, however, have retrofitted such facilities into their older pipelines.

Low pressure or low gas flow in a pipeline may make it impossible to run a smart pig as conventional ILI tools are moved by the gas flow, and are referred to as being "gas-driven." For pipelines where ILI tools cannot be readily accommodated, the other options for assessing integrity - hydrostatic testing or direct assessment - can be employed.

Extensive research and development work has been undertaken in the past 10 years to develop platforms to enable sensors deployed on gas-driven ILI to be deployed on robotic tools. Robotic platforms now are able to navigate through obstructions in a pipeline and provide their own propulsion system to move through the pipeline. Robotic platforms became available for commercial use at the end of the first decade in the 2000s and their numbers are increasing to address the range of diameters present in the natural gas infrastructure. In addition, for short segments that are otherwise not conducive to gas-driven ILI, tethered ILI tools exist that may be launched into a pipeline and retrieved by a cable system connected to the tool.