

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонепфтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
«Разработка методики диагностирования и модели для прогнозирования состояния трубопроводов, проложенных в кожухах»

УДК 621.644-213:620.17-047.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Кириллов В.И		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Рудаченко А.В	к.т.н, доцент		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А			

Консультант-лингвист

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

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров  
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	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
P2	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</i> —в области интеллектуальной собственности	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
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	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
P4	<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
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	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
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</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;

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i>	ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	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; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	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; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<b>Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</b>		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли</i>
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"</i>

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Кириллову Владиславу Игоревичу

Тема работы:

«Разработка методики диагностирования и модели для прогнозирования состояния трубопроводов, проложенных в кожухах»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 12.03.2018 г. №1624/с
---	--------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2018г
--	-------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b> <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объект исследования - трубопровод, проложенный в кожухе.</p> <p>Предмет исследования - выбор метода диагностики и прогнозирования трубопровода, проложенного в кожухе, с целью планирования их обслуживания.</p>
--	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ методов диагностики трубопроводов, проложенных в кожухах;</li> <li>- разработка комплексной диагностики;</li> <li>- провести выбор методик, расчета трубопроводов, проложенных в кожухе;</li> <li>- разработка модели прогнозирования для трубопровода, проложенного в кожухе.</li> </ul>
--	---

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

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i></p>
--

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Ю.С., ассистент ОСГН ШБИП
«Социальная ответственность»	Немцова О.А., ассистент ООД ШБИП
«Иностранный язык»	Коротченко Т.В., доцент ОИЯ ШБИП

<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</b></p>
--

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	1.02.2018г
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В	к.т.н, доцент		1.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Кириллов В.И		1.02.2018

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 с., 23 рис., 15 табл., 27 источников, 1 прил.

Ключевые слова: прокладка, методы диагностирования, кожух, магистральный трубопровод, модель прогнозирования

Объектом исследования является трубопровод, проложенный в кожухе

Цель работы – разработка комплексной методики и модели прогнозирования технического состояния трубопроводов, позволяющей определить не только аварийноопасные участки, но и возможные причины

В процессе исследования проводились расчеты толщины стенки защитного кожуха на переходе трубопровода через автодорогу, расчет на прочность и устойчивость. Рассмотрены вопросы, прокладки трубопроводов, проложенных в кожухах, методы диагностики. Приведены мероприятия по охране труда и безопасности строительства, охране окружающей среды, технико-экономическая часть.

В результате исследования был произведен анализ нагрузок, возникающих в трубопроводе, проложенным в кожухе. На основании полученных нагрузок был произведен расчет толщины труб защитного футляра через автодорогу. Произведен анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода, проложенного в кожухе.

Область применения: применимо ко всем трубопроводам, проложенным через автомобильные и железные дороги

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	8
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ .....	9
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	12
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ .....	14
1. Методы прокладки трубопроводов, проложенных в кожухе .....	15
1.1. Метод прокалывания. ....	18
1.2. Методы продавливания. ....	19
1.3. Метод горизонтального бурения. ....	20
2. Диагностика трубопроводов, проложенных в кожухах .....	22
2.1. Испытание магистральных трубопроводов на прочность и герметичность. ....	22
2.2. Визуально-измерительный контроль. ....	24
2.3. Магнитометрический метод диагностики. ....	26
2.4. Акустико-эмиссионный метод. ....	28
2.5. Ультразвуковой контроль. ....	36
2.6. Капиллярный метод контроля. ....	39
2.7. Внутритрубная диагностика. ....	43
3. Разработка методики диагностирования трубопровода, проложенного в кожухе .....	50
4. Выбор методики, расчета трубопровода, проложенного в кожухе .....	54
4.1. Нагрузки на трубы защитного кожуха на переходе трубопровода через железную и автомобильную дорогу. ....	54
4.2. Расчет толщины труб защитного футляра на переходе трубопровода через автодорогу .....	55
4.3.1 Расчет перемещений прямолинейного участка трубопровода, проложенного в кожухе. ....	60
5. Модель прогнозирования трубопровода, проложенного в кожухе .....	66
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	72
7. Социальная ответственность .....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	95
Список литературы .....	96
Приложение А .....	98

## **ВВЕДЕНИЕ**

**Актуальность.** Трубопровод в кожухе имеет большое распространение и применяется через водные преграды, автомобильные и железные дороги, на особо опасных участках и требует определения методы их технического обслуживании.

**Цель работы.** Разработка методики диагностирования и прогнозирования технического состояния трубопроводов, проложенных в кожухе с целью планирования их обслуживания.

**Объект исследования.** Трубопровод, проложенный в кожухе.

**Область применения:** трубопроводный транспорт нефти и газа

**Задачами данной магистерской диссертации являются:**

- анализ методов диагностики трубопроводов, проложенных в кожухах;
- разработка комплексной диагностики;
- провести выбор методик, расчета трубопровода, проложенных в кожухе;
- разработка модели прогнозирования для трубопровода, проложенного в кожухе.



## ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

В ходе написании данной дипломной работы были использованы научная и учебно-методическая литература, нормативно-техническая документация РФ, а также научные статьи.

Основными источниками, раскрывающими методы прокладки трубопроводов, проложенных в кожухе, явились работы Алиева Р.А., Немудрова А.Г., Богданова Е.А., в перечисленных источниках подробно рассмотрены характеристики методов и способов прокладки магистральных трубопроводов в зависимости от интенсивности движения, категоричности, диаметра трубопровода, методов производства работ, грунтовых условий прокладки трубопроводов.

На основе работ Богданова Е.А. «Б73 Основы технической диагностики нефтегазового оборудования», Коршака А.А., Байковой Л.Р. «Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций.» рассмотрены и проанализированы основные методы контроля, применяемые при проведении технической диагностики газонефтепромыслового оборудования. В данных работах большое внимание уделено методикам диагностирования ряда типовых видов оборудования и оценки его остаточного ресурса.

В работе Гареева А.Г., Иванова И.А., Абдуллина И.Г. «Прогнозирование коррозионно-механических разрушений магистральных трубопроводов» рассмотрен современный метод внутритрубной диагностики, представляющий собой комплекс технологических операций, реализуемых путем пропуска внутри трубопровода специальных устройств (внутритрубных снарядов). Она позволяет проводить обследование линейной части трубопроводов на всем ее протяжении, как в процессе эксплуатации, так и для решения задач послемонтажного контроля, выявлять различного типа несовершенства и строительные дефекты в стенках труб, являющиеся потенциальными причинами аварий и отказов, а также уточнить пространственное положение трубопровода без остановки транспорта. Современная концепция диагностирования базируется на применении

«интеллектуальных» внутритрубных снарядов высокого разрешения 2-го или 3-го поколений. В последнее время разработаны технологии внутритрубного контроля труднодоступных участков (например, пересечений, тройников и т.п.) с помощью приборных комплексов, размещенных на самоходных роботизированных тележках — кроулерах, также большое значение уделяется рассмотрению методов диагностики и выбору наиболее оптимального.

Отечественный опыт проведения диагностирования магистральных трубопроводов рассмотрен на основе статей в периодической печати Селезнева А. А., Садилов А. И., Чепкасова О. А., Лосев Д. А. В статье Селезневой А. А., Садилова А. И., Чепкасовой О. А., Лосева Д. А. «Методы технического диагностирования промышленных трубопроводов для оценки технического состояния» всесторонне освещены вопросы проведения технического диагностирования и экспертизы промышленной безопасности технологических трубопроводов в химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности. Проведен анализ основных аспектов оценки технического состояния технологических трубопроводов в соответствии с требованиями действующей и вновь вводимой нормативно-технической документации. Рассмотрены подходы использования принципов мониторинга при техническом диагностировании технических устройств опасных производственных объектов. Особое внимание уделено технической и правовой основе проведения работ ввиду введения новой редакции федерального закона № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Также был рассмотрен ряд законодательных документов, регулирующих проведение технического диагностирования трубопроводов, оформление результатов контроля. Такими документами явились: СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы; СП 111-34-96. Очистка полости и испытание газопроводов; ГОСТ 25225-82. Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений трубопроводов.

Магнитографический метод; ГОСТ Р 52727-2007. Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Общие требования; РД 34.10.130-96. Инструкция по визуальному измерительному контролю; ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии; СНиП 42-01-2002 Наружные газопроводы; ГОСТ Р 52727-2007. Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Общие требования; ГОСТ Р 54907-2012 Техническое диагностирование. Основные положения; РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов; РД 03-348-00 Методические указания по магнитной дефектоскопии; РД 03-299-99 Требования к акустико-эмиссионной аппаратуре, используемой для контроля опасных производственных объектов; СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов.

## ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**Диагностирование (техническое диагностирование)** – определение технического состояния объекта. Задачами технического диагностирования являются: 1) контроль технического состояния; 2) поиск места и определение причин отказа (неисправности); 3) прогнозирование технического состояния.

**Объект диагностики** – изделие и (или) его составные части, подлежащие (подвергаемые) диагностированию (контролю).

**Техническое состояние объекта** – состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями параметров, установленных технической документацией на объект.

**Акустико-эмиссионный контроль** – вид неразрушающего контроля, основанный на анализе параметров упругих волн, излучаемых объектом контроля.

**Визуально-измерительный контроль** – вид неразрушающего контроля, при котором первичная информация воспринимается органами зрения непосредственно или с использованием оптических приборов, не являющихся контрольно-измерительными (например, с помощью лупы), а измерения осуществляются средствами измерений геометрических величин.

**Неразрушающий контроль** – контроль соответствия параметров технических устройств, материалов, изделий, деталей, узлов, сварных соединений требованиям нормативных документов, при котором не разрушается пригодность объекта контроля к применению и эксплуатации.

**Капиллярный контроль** – метод неразрушающего контроля, использующий возможности проникновения специальных жидкостей в несплошности на поверхности объекта контроля в целях их обнаружения.

**Магнитопорошковый контроль** – метод неразрушающего контроля, использующий для выявления дефектов металлических изделий притяжение частиц магнитного порошка силами неоднородных магнитных полей, возникающих на поверхности изделия при наличии в нем поверхностных и

подповерхностных дефектов.

**Средства очистки и диагностирования** – устройства, перемещаемые внутри трубопровода потоком перекачиваемого продукта, предназначенные для выполнения очистки или технического диагностирования трубопровода (в зависимости от типа средств очистки и диагностирования).

## **СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ**

МТ- магистральные трубопроводы

АЭК – акустико-эмиссионный контроль;

ВИК – визуальный и измерительный контроль;

ВИП – внутритрубный инспекционный прибор;

ВТД – внутритрубное диагностирование;

ЛЧ – линейная часть;

МК – магнитопорошковый контроль;

НК – неразрушающий контроль;

ПТС – параметры технического состояния;

СОД – средство очистки и диагностирования;

ТЗ – техническое задание;

УЗК – ультразвуковой контроль;

ЭД – электрометрическое диагностирование

ЭД – электрометрическое диагностирование;

ЭХЗ – электрохимическая защита

## 1. Методы прокладки трубопроводов, проложенных в кожухе

Применительно к трубопроводному строительству все железные дороги подразделяются на две основные группы: дороги общего назначения и подъездные дороги промышленных предприятий. По той же классификации автодороги делятся на 5 категорий: I и II категории – дороги общегосударственного значения, III категория – дороги республиканского и областного значений, IV и V категории – дороги местного значения. Интенсивность движения, измеряемая в количестве автомобилей в сутки, составляет: на дорогах I категории – свыше 6000 шт, на дорогах II категории – от 3000 до 6000, на дорогах III категории – от 1000 до 3000, IV категории – от 200 до 1000 и V категории до 200 шт. Участки трубопроводов, прокладываемые на переходах через железные и автомобильные дороги всех категорий с усовершенствованным покрытием капитального и облегченного типов, должны предусматриваться в защитном футляре (кожухе) из стальных труб или в тоннеле, диаметр которых определяется условием производства работ и конструкцией переходов, он должен быть больше наружного диаметра трубопровода не менее, чем на 150 мм. (Рис. 1)

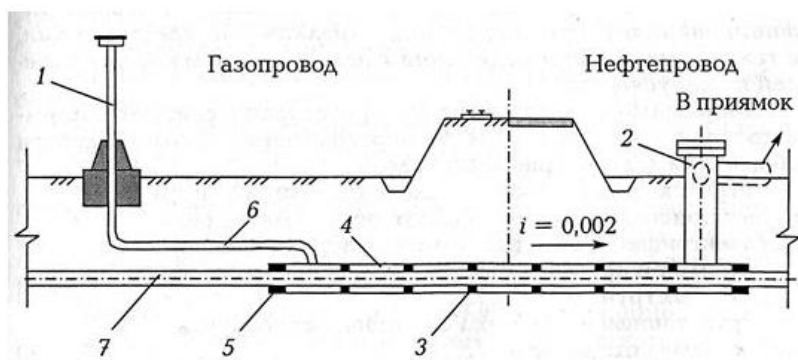


Рисунок 1 – Схема перехода трубопровода под автомобильной и железной дорогой: 1 – вытяжная свеча; 2 – отводной колодец с патрубком; 3 – опорно-направляющее кольцо; 4 – защитный кожух (футляр); 5 – уплотнение сальникового или манжетного типа; 6 – отводная труба; 7 – трубопровод

Концы защитного кожуха (футляра) должны выводиться на следующих расстояниях:

а) при прокладке трубопровода через железные дороги: от осей крайних путей – 50 м, но не менее 5 м от подошвы откоса насыпи и 3 м от бровки откоса выемки; от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, нагорной канавы, резерва) – 3 м;

б) при прокладке трубопровода через автомобильные дороги – от бровки земляного полотна – 25 м, но не менее 2 м от подошвы насыпи. Прокладка кабеля связи трубопровода на участках его перехода через железные и автомобильные дороги должна производиться в защитном футляре или отдельно в трубах.

Концы защитных футляров при прокладке трубопроводов в подземных переходах через железные и автомобильные дороги должны защищаться уплотнениями из диэлектрического материала. На газопроводах на одном из концов футляра или тоннеля следует предусматривать вытяжную свечу на расстоянии по горизонтали:

- от оси крайнего пути железных дорог общего пользования не менее 40 м;
- то же, промышленных дорог не менее 25 м;
- от подошвы земляного полотна автомобильных дорог не менее 25 м.

Высоту вытяжной свечи необходимо предусматривать не менее 5 м от уровня земли. Нефтепровод и нефтепродуктопровод на переходах через дороги прокладывается с уклоном  $i = 0,002$ , в нижней части защитного кожуха устраивается амбар. Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под железными дорогами общей сети, должно быть не менее 2 м от подошвы рельса до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 1,5 м от дна кювета, лотка или дренажа. Заглубление участков трубопроводов, прокладываемых под автомобильными дорогами всех категорий, должно приниматься не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, не менее 0,4 м от дна кювета, водоотводной канавы или дренажа. Расстояние между параллельными трубопроводами на участках их переходов под железными и



автомобильными дорогами следует назначать исходя из грунтовых условий и условий производства работ, но во всех случаях это расстояние должно быть не менее расстояний, принятых при подземной прокладке линейной части магистральных трубопроводов. Минимальное расстояние по горизонтали в свету от подземного трубопровода в местах его перехода через железные дороги общей сети должно приниматься:

- стрелок и крестовин железнодорожного пути и мест присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электрифицированных железных дорог не менее 10 м;
- стрелок и крестовин железнодорожного пути при пучинистых грунтах не менее 20 м;
- труб, тоннелей и других искусственных сооружений на железных дорогах не менее 30 м.

В зависимости от интенсивности движения, категоричности, диаметра трубопровода, методов производства работ, грунтовых условий укладка трубопроводов может осуществляться следующими способами:

- открытым, при котором трубопровод с защитным футляром (кожухом) или без него укладывается в траншею, устроенную в насыпи дороги;
- закрытым, при котором для укладки футляра (кожуха) через дороги применяются методы бестраншейной проходки. Закрытый способ (бестраншейная проходка), который может применяться без ограничений, т. е. независимо от категории дорог, интенсивности движения транспорта, категории грунтов и диаметра трубопровода. При закрытом способе работы выполняются в следующем порядке:
  - планировка площадок, доставка труб, машин и другого оборудования;
  - сварка кожуха (футляра) и трубной плети;
  - разработка рабочего и приемного котлованов;
  - изоляция кожуха (футляра);
  - прокладка кожуха (футляра) под насыпью и наращивание его до проектной длины;

- изоляция плети;
- оснащение плети опорно-центрирующими устройствами и оголовником;
- очистка полости кожуха (футляра), шлифовка заусенцев и других неровностей на кольцевых стыках;
- протаскивание плети через кожух;
- контроль электроизоляции «кожух–плеть»;
- предварительное испытание плети;
- сварка плети в общую нитку трубопровода;
- установка герметизирующих манжет и испытание герметичности межтрубного пространства;
- приварка свечей (сливных патрубков);
- засыпка трубопровода на участках, выступающих за полотно дороги;

При закрытом способе прокладки кожухов (футляров) применяются следующие способы проходки: прокалывание, горизонтальное бурение, продавливание, наклонно-направленное бурение (ННБ), микротоннелирование (МТ), тоннельная проходка.

### **1.1. Метод прокалывания.**

Для прокладки защитных кожухов диаметром до 530 мм в суглинистых и глинистых грунтах нормальной влажности, не содержащих твердых включений, применяют метод прокалывания (Рис.2) При этом прокладываемый кожух, снабженный наконечником, вдавливается в грунт под воздействием напорных усилий. Наконечник монтируют на переднем конце прокладываемого кожуха с целью уменьшения сопротивлений, возникающих при деформации грунта, и снижения сил трения при движении кожуха в грунте. Достигается это тем, что наружный диаметр наконечника принимают на 20 – 50 мм больше диаметра прокладываемого кожуха, благодаря чему между стенкой скважины и кожухом создается некоторый зазор.



Рисунок 2 – Метод прокалывания

Указанный метод не следует применять при неглубоком заложении (менее 2 м) кожуха во избежание образования вертикального выпора грунта и нарушения полотна дороги. Прокол, как правило, осуществляется путем статического силового воздействия, создаваемого гидродомкратами.

### **1.2. Методы продавливания.**

Наиболее универсальным методом прокладки кожухов, при применении которого наилучшим образом обеспечивается сохранность дорожного полотна и насыпи, является продавливание.

Метод продавливания характеризуется тем, что прокладываемые защитные кожухи вдавливают в массив грунта открытым концом, снабженным кольцевым ножом с наружными или внутренними скосами. Для уменьшения сил трения диаметр режущего кольца на 30-40 мм больше диаметра прокладываемого кожуха. При этом грунт, поступающий в полость кожуха, разрабатывают и удаляют ручным или механическим способами,

как правило, продавливание осуществляют с помощью гидродомкратов. Схема продавливания защитного кожуха с ручной выработкой грунта из кожуха представлена на рисунке 3.

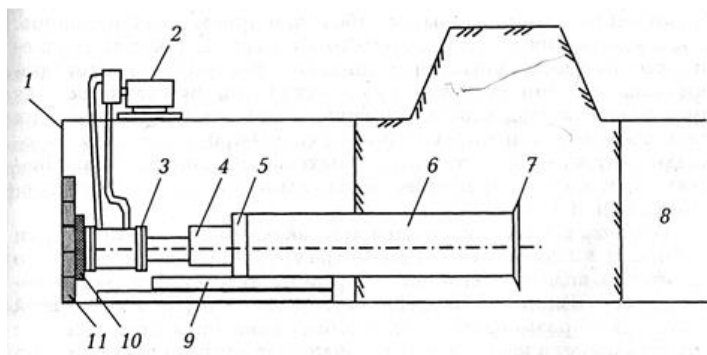


Рисунок 3 - Схема продавливания защитного кожуха с ручной выработкой грунта из кожуха: 1 - рабочий котлован; 2 - насос; 3 - гидродомкрат; 4 - нажимной патрубок; 5 - нажимная заглушка; 6 - продавливаемый кожух; 7 - корневой нож; 8 - приемный котлован; 9 - направляющая рама; 10 - упорная плита; 11 - упорная стенка

### 1.3. Метод горизонтального бурения.

Метод горизонтального бурения часто применяют для прокладки трубопроводов средних и больших диаметров (530 – 1420 мм) в грунтах I – IV категорий. Проходку скважин производят установками горизонтального бурения. Этот метод не рекомендуется применять на слабых (водонасыщенных и сыпучих) грунтах во избежание просадки дорожного полотна. Особенность прокладки кожухов методом горизонтального бурения заключается в том, что разработка грунта по площади сечения скважины несколько опережает продвижение защитного кожуха в скважину. Работы по строительству переходов рекомендуется начинать с геодезической разбивки места перехода и рытья рабочего и приемного котлованов. После окончания разработки рабочего котлована и устройства креплений стенок дно котлована выравнивают и размещают направляющие конструкции, агрегаты и узлы установки, применяемой для прокладки кожухов. Особое внимание обращают на правильное их размещение в горизонтальной и вертикальной

плоскостях. Прокладывают футляры путем последовательного наращивания их звеньями или же без наращивания на всю длину предполагаемой прокладки.

## **2. Диагностика трубопроводов, проложенных в кожухах**

### **2.1. Испытание магистральных трубопроводов на прочность и герметичность.**

Испытание магистральных трубопроводов на прочность и герметичность следует проводить гидравлическими испытаниями в соответствии с действующими СНиП.

Гидравлические испытания линейной части магистральных трубопроводов на прочность и проверку их на герметичность проводят после завершения всех предшествующих работ (укладки, засыпки, обвалований или закрепления на опорах, очистки полости, врезки линейной арматуры, приварки катодных выводов, а также представления и проверки исполнительной документации). На магистральных газопроводах испытание на прочность и проверку на герметичность осуществляют гидравлическим (водой) или пневматическим (воздухом, природным газом) способами; на нефте- и нефтепродуктопроводах – только гидравлическим способом. В условиях горной и резко пересеченной местности испытания газопроводов разрешается проводить комбинированным способом – воздухом и водой или газом и водой. При проведении гидравлического испытания магистральных трубопроводов водой в условиях отрицательной температуры воздуха трубопровод, линейную арматуру и приборы необходимо предохранять от замораживания. Протяжённость испытываемых участков газопроводов пневматическим способом не ограничивается, а участков, испытываемых гидравлическим или комбинированным способами, определяется с учетом гидростатического давления.

Гидравлическое испытание магистральных трубопроводов является наиболее эффективным способом испытания трубопроводов. Он позволяет создать в трубопроводе повышенное давление практически без дополнительной закачки воды в трубопровод после его заполнения, что обеспечивает полное выявление скрытых дефектов, а также относительную безопасность проведения работ. Для гидравлического испытания

установлены следующие основные параметры: давление в нижней точке участка трубопровода равно давлению при заводском испытании труб, а давление в верхней точке участка – 1,1 проектного рабочего, продолжительность испытания на прочность (участки III и IV категорий) – 24 ч. Учитывая разность давлений в нижней и верхней точках магистрального трубопровода определяют протяжённость участка испытания.

Для проведения гидравлического испытания магистральных трубопроводов используют следующие машины и механизмы: наполнительный и опрессовочный агрегаты (АН-2, АО-2), комплект инвентарных узлов подключения этих агрегатов к трубопроводу, трубоукладчик, сварочный агрегат, электростанцию (ДЭС-15), трактор-тягач, вагоны-домики и др. Состав бригады составляет от 14 до 17 человек. Магистральный трубопровод считают выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность гидравлическим способом, если во время испытания на прочность давление не изменялось, а при проверке на герметичность не были обнаружены утечки.

Из магистральных трубопроводов после их гидравлического или комбинированного испытания воду удаляют с соблюдением требований по охране окружающей среды.

Испытание переходов газопроводов через железные и автомобильные дороги (газопроводы, прокладываемые в кожухе) следует производить в два этапа:

- первый этап - гидравлическое испытание перехода газопровода после укладки на проектную отметку давлением  $1,5 P_{\text{раб}}$  (но не более давления, соответствующего минимальному нормативному пределу текучести материала трубы) в течение 6 ч;
- второй этап - одновременное испытание перехода со всем участком газопровода, описанный выше.

Проведя анализ данного метода диагностики трубопроводов, отмечаем достоинства метода: обеспечивается наибольшая безопасность

(исключаются взрывы и возгорания); длина разрушений не превышает нескольких метров; исключены затраты времени и средств на очистку полости. Так же необходимо отметить недостатки анализируемого метода: необходимость наличия на трассе источников воды; ограниченное применение при отрицательных температурах; требуется осушка внутренней полости; проблемы экологического характера.

## 2.2. Визуально-измерительный контроль.

Визуально-измерительный контроль (ВИК) – это один из методов неразрушающего контроля оптического вида. Он основан на получении первичной информации о контролируемом объекте при визуальном наблюдении или с помощью оптических приборов и средств измерений.

Перед началом выполнения данного вида контроля, необходимо подготовить место производства работ. Так как ВИК трубопровода выполняется в процессе его эксплуатации, т. е. в трассовых условиях, то должен быть обеспечен удобный подход специалистов к месту контроля для достаточного обзора глаза. Подлежащая контролю поверхность, как правило, рассматривается под углом более  $30^{\circ}$  к плоскости объекта контроля и с расстояния до 600 мм (Рис. 2.1).

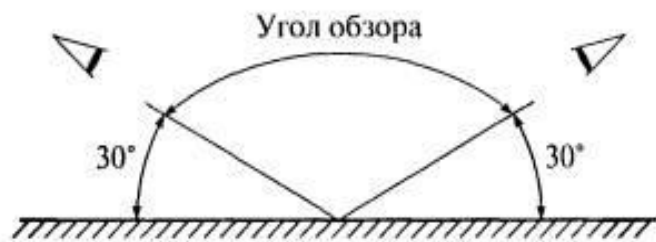


Рисунок 2.1 – Условия визуального контроля

ВИК при техническом диагностировании трубопровода следует проводить после прекращения его работы, так как он находится под давлением. Поверхность в зоне контроля должна быть очищена от



изоляционного покрытия, от ржавчины, окалин, грязи, шлака и т.д. до чистого металла.

После проведения подготовительных мероприятий, можно приступать к контролю, в котором следует использовать: лупы, в том числе измерительные; линейки измерительные металлические; угольники поверочные 90° лекальные; штангенциркули, штангенрейсмусы и штангенглубиномеры; щупы; угломеры с нониусом; стенкомеры и толщиномеры индикаторные; микрометры; нутромеры микрометрические и индикаторные; калибры; эндоскопы; шаблоны, в том числе специальные и универсальные (например, типа УШС), радиусные, резьбовые и др.; поверочные плиты; плоскопараллельные концевые меры длины с набором специальных принадлежностей; штриховые меры длины (стальные измерительные линейки, рулетки). Допускается применение других средств визуального и измерительного контроля при условии наличия соответствующих инструкций и методик их применения.

Анализ метода ВИК позволяет выявить следующие преимущества вышеуказанного метода: простота и удобства метода; позволяет получить до 50% информации об объекте; малые временные затраты; низкая себестоимость метода; легко подвергается проверке. В то же время в результате проведенного анализа метода выявлен ряд серьезных недостатков: на ход испытаний большое действие оказывает человеческий фактор; низкая достоверность результатов и субъективность в определении результатов исследований; удается обнаруживать только крупные дефекты; ограниченность зоны проведения испытаний только видимой частью конструкции. Несмотря на выявленные недостатки по способу и качеству диагностики даже несовершенный визуальный контроль швов является необходимым методом, как и на стадии проведения комплексной диагностики, так и в течении всего технологического процесса.

### **2.3. Магнитометрический метод диагностики.**

Магнитный неразрушающий контроль – неразрушающий контроль, основанный на регистрации магнитных полей рассеяния, возникающих над дефектами, или на определении магнитных свойств объекта.

Магнитный метод контроля применяют в основном для контроля изделий из ферромагнитных материалов, т. е. из материалов, которые способны существенно изменять свои магнитные характеристики под воздействием внешнего (намагничивающего) магнитного поля. По способу получения первичной информации различают следующие методы магнитного контроля: магнитопорошковый, магнитографический, феррозондовый, эффект Холла, индукционный, пондеромоторный, магниторезисторный.

Сущность магнитных методов испытаний заключается в том, что различные дефекты в намагниченном металле вызывают искажения магнитных силовых линий.

Для обнаружения и измерения искажений магнитных силовых линий (потока рассеяния) в промышленности используется несколько способов.

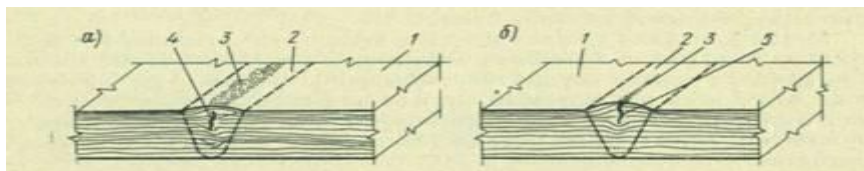
Наиболее простой способ — обнаружение дефектов компасом — заключается в том, что стрелка компаса, поднесенного к исследуемому намагниченному металлу, будет стремиться располагаться: вдоль направления силовых линий магнитного поля. Перемещая, компас вдоль металлического стержня и приблизившись к скрытому дефекту, произойдет отклонение магнитной стрелки, что укажет на наличие дефекта в этом месте.

Магнитная, порошковая дефектоскопия основана на том, что наличие дефекта в намагниченном металле выявляется по магнитному полю рассеяния ферро-магнитных частиц вокруг дефекта. Этот метод контроля является простым и достаточно надежным для обнаружения трещин и других дефектов, как на поверхности металла, так и на небольшой глубине от нее.

Метод контроля состоит из двух этапов: намагничивания испытуемого металла и нанесения магнитных порошков.

В качестве магнитных порошков используются тонко измельченные ферромагнитные порошки, обладающие высокой магнитной проницаемостью, получаемые из отходов стали, магнетита, феррита и т. д. Порошки используют как в сухом виде, так и в виде суспензий.

После этого в зоне поверхностного дефекта возникает парамагнитных полюсов, которые подобно маленьким магнитам задерживают магнитный порошок по контуру имеющегося дефекта, образуя его видимое изображение (Рис. 2.2). При наличии поверхностных дефектов порошковые рисунки всегда получаются плотными, хорошо сцепляются с поверхностью металла и имеют резкие очертания.



а – трещина на некоторой глубине от поверхности; б – поверхностная трещина:

1 – свариваемый металл; 2 – сварной шов; 3 – магнитный порошок;

4 – скрытая трещина; 5 – поверхностная трещина

Рисунок 2.2 – Схема выявления дефектов в шве с помощью магнитного порошка.

В настоящее время для контроля методом магнитного порошка используются магнитные дефектоскопы. Разработан передвижной магнитный дефектоскоп типа ДМП-3, состоящий из пульта питания и управления устройств намагничивания, приспособлений для намагничивания и устройств для подачи и распыления порошка. Существуют и более универсальные магнитные дефектоскопы типа УМДЭ-10000. Кроме намагничивания исследуемого металла, этим дефектоскопом обеспечивается автоматическое регулирование и выключение тока, подача магнитной суспензии и размагничивание металла после окончания испытаний.

Разработаны также полуавтоматические и автоматические установки, в которых весь процесс испытаний и фиксация обнаруженных дефектов автоматизированы.

Благодаря высокой чувствительности, объективности, простоте и скорости операций, четкости определения дефектов и надежности магнитные методы диагностирования трубопроводов получили большое распространение в промышленности. Так же важным преимуществом вышеуказанного метода является возможность контроля деталей сложной формы и любых размеров. Проанализировав все возможности магнитопорошкового метода необходимо отметить его недостатки: возможность контроля только изделий из ферромагнитного материала; необходимость использования специального оборудования; невозможность выявления дефектов, расположенных на глубине более 2 мм от поверхности, а также дефектов под немагнитными покрытиями толщиной более 80 мкм при использовании магнитной суспензии. На вероятность обнаружения дефекта влияют многие факторы, в том числе его очертания, ориентация и глубина залегания.

#### **2.4.Акустико-эмиссионный метод.**

Акустическая эмиссия – эффективный метод неразрушающего контроля и оценки материалов, основанный на обнаружении упругих волн, которые генерируются при внезапной деформации напряженного материала.

Виды акустической эмиссии:

1. Акустическая эмиссия материала - акустическая эмиссия, вызванная локальной динамической перестройкой структуры материала.
2. Акустическая эмиссия утечки – акустическая эмиссия, вызванная гидродинамическими и (или) аэродинамическими явлениями при протекании жидкости или газа через сквозную не сплошность объекта испытаний.
3. Акустическая эмиссия трения – акустическая эмиссия, вызванная трением поверхностей твердых тел.

4. Акустическая эмиссия при фазовых превращениях - акустическая эмиссия, связанная с фазовыми превращениями в веществах и материалах.
5. Магнитная акустическая эмиссия - акустическая эмиссия, связанная с излучением звуковых волн при перемагничивании материалов.
6. Акустическая эмиссия радиационного взаимодействия - акустическая эмиссия, возникающая в результате нелинейного взаимодействия излучения с веществами и материалами.
7. Акустическая эмиссия при химических и электрохимических реакциях - акустическая эмиссия, возникающая в результате протекания химических и электрохимических реакций, включая разнообразные коррозионные процессы.

Из перечисленных видов АЭ наибольшее применение для контроля промышленных объектов нашли первые три.

Метод акустической эмиссии позволяет проводить диагностирование технического состояния трубопровода дистанционным способом. Для достижения этой цели на всем протяжении обследуемого участка трубопровода устанавливаются датчики – преобразователи акустической эмиссии (ПАЭ) в определенном порядке. Рекомендуемая схема размещения датчиков ПАЭ приведена на рисунке 2.3.

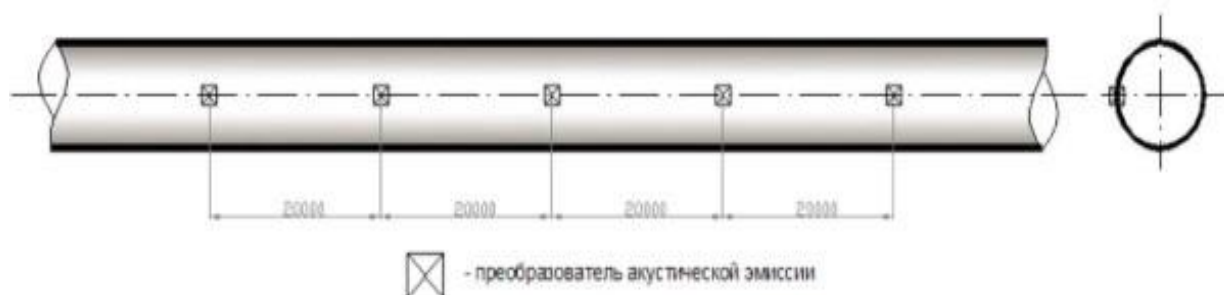


Рисунок 2.3 – Пример установки датчиков ПАЭ на объекте обследования.

Места установки датчиков ПАЭ размечаются с помощью металлической или лазерной рулеткой и зачищаются от лакокрасочного

покрытия, отслаивающейся окалины, ржавчины и др. до чистого металла.

Датчики устанавливаются через тонкий слой контактной смазки и крепятся с помощью магнитных прижимов. В качестве контактной смазки могут быть использованы литол, солидол, глицерин, машинное масло и т.п. Для проведения эмиссионных работ рекомендуется использовать частоты 10— 40 кГц. Величина расстояния между ПАЭ должна быть не более  $1,5 \cdot L_{зон}$  (где  $L_{зон}$  – радиус зоны уверенного приема для используемых ПАЭ). Радиус зоны уверенного приема определяется по кривой затухания упругих волн в материале трубы.

Акустическая эмиссия - физическое явление, связанное с излучением упругих волн исследуемым объектом при нелинейных трансформациях его структуры, вызванных локальной внутренней динамической перестройкой решетки твердого тела. При перестройке решетки межатомные расстояния изменяются. Происходит разрыв связи, в результате чего атомы в месте разрыва связи начинают колебаться относительно своего исходного положения. Рождается упругое колебание, в теле распространяется упругая волна. Наиболее распространенными типами упругих волн являются продольные, поперечные, поверхностные (Релэя) и нормальные (волны Лэмба). Процесс разрыва быстро затухает. Поэтому упругое колебание имеет форму короткого импульса. Эти импульсы упругих колебаний и называют "акустической эмиссией". Для того, чтобы зародился импульс акустической эмиссии, нужна внешняя сила, которая будет деформировать твердое тело. Эту силу можно создать механическим способом, подвергнув материал нагрузке силой, давлением или температурным полем. В нашем случае используют прием повышения внутреннего давления.

После обработки принятых сигналов результаты обследования представляют в виде идентифицированных и классифицированных источников АЭ:

- первый — пассивный источник, регистрируемый для анализа динамики его развития;

- второй — активный источник, требующий дополнительного контроля с использованием других методов;
- третий — критически активный источник, требующий контроля за развитием ситуации и принятия мер по подготовке возможного сброса нагрузки;
- четвертый — катастрофически активный источник, требующий немедленного уменьшения нагрузки до нуля либо до величины, при которой активность источника снижается до уровня второго или третьего класса.

Акустико-эмиссионный контроль (АЭ) используется только в совокупности с известными методами неразрушающего контроля, обеспечивающими идентификацию вида и размеров повреждения.

Объектами АЭ магистральных газопроводов являются отдельные потенциально-опасные участки газопровода. Участками газопроводов, пригодными для применения АЭ, могут быть: автомобильные и железнодорожные, надземные и водные переходы.

Метод АЭ позволяет контролировать всю поверхность объекта контроля, включая соединения (сварные швы). Обнаруживаются трещиноподобные дефекты, развивающиеся под действием эксплуатационных или испытательных нагрузок. Для проведения контроля должен быть обеспечен непосредственный доступ к поверхности объекта контроля для установки датчиков АЭ.

Приведем пример практического использования метода АЭ. Подтверждением высокой эффективности применения метода АЭ в комплексе с другими методами НК являются итоги проведенных специалистами ООО «ИНТЕРЮНИС» работ по контролю сварных соединений трубопроводов природного газа в 2012 году. В ходе обследования методом внутритрубной дефектоскопии одного из участков газопровода было выявлено 20 аномальных сварных соединений, которые дополнительно были обследованы с применением радиографического и акустико-эмиссионного методов контроля. На рисунке 2 представлены

сравнительные результаты: если радиографический контроль показал дефекты в 18 из 20 стыков, то по данным АЭ наибольшую опасность для текущей эксплуатации газопровода представляют всего 6 из 20 сварных соединений. Принципиальное значение имеет тот факт, что наиболее опасный источник по АЭ зарегистрирован в сварном шве, годном по радиографии (Рис. 2).



Рисунок 2 – Диаграмма результатов РК и АЭ контроля поперечных сварных соединений газопровода



Рисунок 3 - Фрагмент внутренней трещины в центральных слоях сварного шва после вышлифовки и контроля проникающими веществами

Последующий после вырезки данного стыка металлографический анализ с послойной вышлифовкой показал наличие развитой трещины с



зоной раскрытия 0,2 мм (Рис. 3), образовавшейся на вытянутой цепочке пор, и неметаллических включений в центральных слоях сварного шва. Предельная чувствительность использованного радиографического контроля не позволяет распознавать на снимке дефекты такого размера.

Статистика проведенных в течение нескольких лет аналогичных АЭ обследований газопроводов после результатов РК (Рис. 4), что 35% недопустимых по радиографии дефектов не являются развивающимися и не представляют реальной опасности для эксплуатации объекта. Кроме того, выявлено дополнительно 25% развивающихся источников АЭ, соответствующих опасным производственным дефектам в местах, не обнаруженных по РК. Этот факт свидетельствует о необходимости применения метода АЭ для выявления повреждений технологических трубопроводов, наиболее опасных для эксплуатации объекта, еще на стадии зарождения дефектов, а также определения очередности и сроков ремонта выявленных дефектов.

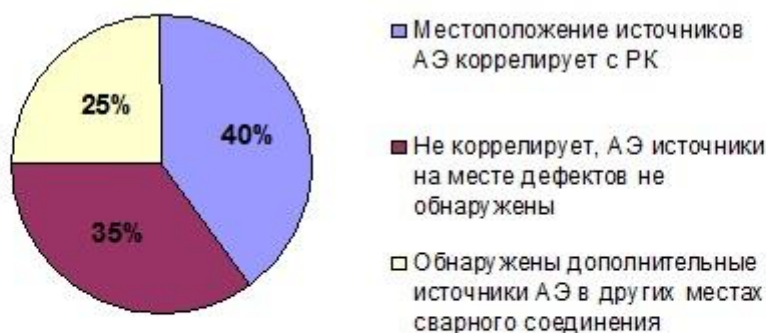


Рисунок 4 – Диаграмма корреляции местоположения обнаруженных источников АЭ контроля с дефектами сварных соединений по результатам радиографического метода контроля

Выявление опасных дефектов другого типа, а именно коррозионных повреждений, с использованием АЭ было проведено при техническом диагностировании подземных участков технологических газопроводов на ГРС. Работы проводились по действующему внутреннему регламенту в рабочем режиме без вывода объекта из эксплуатации с использованием АЭ-

системы A-Line фирмы «ИНТЕРЮНИС» (Рис. 5).

Длина диагностируемого участка за один цикл измерения 24-х канальной системой, составила 2 км. Важно отметить, что предельно допустимое расстояние между датчиками АЭ при диагностике КД трубопроводов составило не более 60 м. Это подтверждается теоретическими расчетами и экспериментальными исследованиями для магистральных трубопроводов, проведенными специалистами фирмы «ИНТЕРЮНИС». В ходе АЭ на основном металле трубной секций была выявлена течь (Рис. 6), и локализованы интенсивные очаги коррозионного поражения, где присутствовали дефекты язвенного и питтингового типа. Результаты применения локальных методов НК по определению параметров выявленных дефектов (величина раскрытия питтингов менее 2 мм, глубина проникновения - порядка 80-90% толщины стенки трубы (Рис. 7) позволили сделать вывод о том, что течь образовалась именно на коррозионном питтинге.

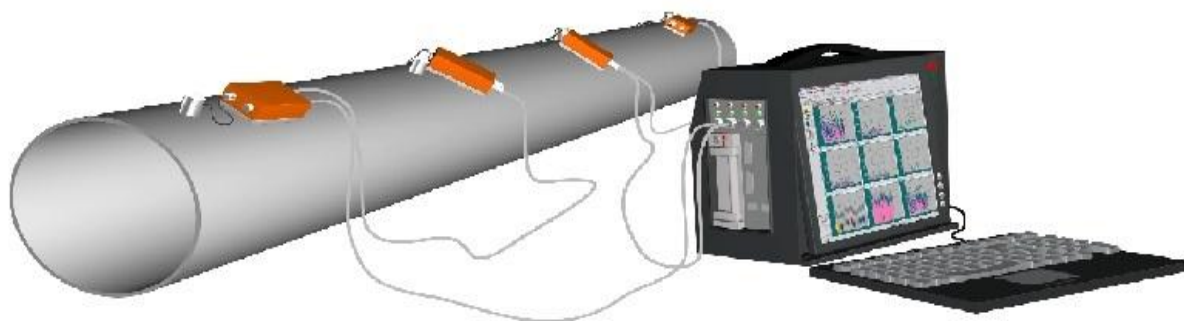


Рисунок 5 - Многоканальная модульная АЭ-система семейства A-Line  
производства ООО «ИНТЕРЮНИС»



Рисунок 6 - Локализованная течь, образовавшаяся на коррозионном питтинге



а)



б)

Рисунок 7 – Выявленные по результатам АЭ-контроля коррозионные повреждения технологического нефтепровода: а) – поверхность трубы, подверженной питтинговой коррозии; б) – коррозионные питтинги, глубина порядка 80-90% стенки трубы;

Таким образом, дополнительное применение метода АЭ позволило без 100%-ного доступа к поверхности трубы локализовать опасные для эксплуатации дефекты по всей протяженности диагностируемого технологического трубопровода и значительно снизить вероятность пропуска дефектов. Применение данной методики в рабочих условиях обеспечивает оперативное выделение участков трубопровода, подлежащих незамедлительному ремонту и сведение к минимуму объема подготовительных работ и работ по техническому диагностированию.

Проведя всесторонний анализ метода акустической эмиссии, учитывая опыт ООО «ИНТЕРЮНИС» прослеживаются явные преимущества метода: способность контролировать 100% диагностируемого участка; возможность получить информацию о дефекте задолго до наступления предельного состояния; сокращение времени простоя оборудования; позволяет проводить оценку остаточного ресурса трубопровода и определять степень опасности выявленных дефектов. Существенными недостатками данного метода являются сложность выделения полезного сигнала из помех из-за шума и вибрации, когда дефект мал. Другим недостатком метода наряду с высокой стоимостью аппаратуры является необходимость высокой квалификации оператора АЭ контроля ввиду сложности расшифровки результатов контроля.

## **2.5. Ультразвуковой контроль.**

Ультразвуковая дефектоскопия основана на явлениях, происходящих на границе раздела двух сред, имеющих разные акустические сопротивления. В общем случае на границе раздела могут происходить три явления: отражение, преломление и трансформация волн.

Отражением называют изменение направления УЗ волны на границе раздела, при котором волна не переходит в другую среду.

Преломлением называют изменение направления УЗ волны на границе



раздела, при котором волна переходит в другую среду.

Трансформацией называют преобразование волн одного типа в волны другого типа, происходящее на границе раздела двух сред.

Чем больше отличаются акустические сопротивления сред, тем большая часть энергии звуковой волны отразится от границы раздела двух сред. Этим условием определяется как возможность, так и эффективность выявления нарушений сплошности материала (включений среды с акустическим сопротивлением, отличающимся от сопротивления контролируемого материала).

Ультразвуковой дефектоскоп - это электронно-акустическое устройство, предназначенное для возбуждения - приема УЗ колебаний и преобразования их в вид, удобный для вывода на соответствующий индикатор, снабженное сервисными устройствами для измерения параметров принятых сигналов.

Из числа акустических методов чаще всего применяют ультразвуковую дефектоскопию (УЗД), ультразвуковую толщиномирию (УЗТ) и акустико-эмиссионный неразрушающий контроль. На УЗД в мировой практике приходится в настоящее время 60 % всего объема неразрушающего контроля.

Акустические колебания представляют собой механические колебания частиц упругой среды. Процессы распространения этих колебаний в среде называют акустическими волнами. Линию, указывающую направление распространения волны, называют лучом, а границу раздела колеблющихся частиц от неколеблющихся - фронтом волны.

Акустические колебания характеризуются частотой, интенсивностью и видом. Виды колебаний в основном определяются свойствами упругой среды и способом их создания. В жидкостях и газах, обладающих упругостью объема, акустические колебания распространяются с одинаковой скоростью во всех направлениях. В твердых телах, характеризующихся помимо упругости объема еще и упругостью формы (сдвиговой упругостью) и неодинаковостью деформаций растяжение-сжатие по различным направлениям (для

анизотропных тел), закономерности распространения акустических волн значительно сложнее.

Анализируя вышеизложенное приходим к следующим выводам: ультразвуковой контроль не разрушает и не повреждает исследуемый образец, что является его главным преимуществом. Благодаря данному методу существует возможность проводить контроль изделий из разнообразных материалов, как металлов, так и неметаллов. Кроме того можно выделить высокую скорость исследования при низкой стоимости и опасности для человека (по сравнению с рентгеновской дефектоскопией) и высокую мобильность ультразвукового дефектоскопа. В то же время необходимо отметить ряд недостатков, ограничивающих сферу применения данного метода: использование пьезоэлектрических преобразователей требует подготовки поверхности для ввода ультразвука в металл, в частности создания шероховатости поверхности не ниже класса 5, в случае со сварными соединениям ещё и направления шероховатости (перпендикулярно шву). Ввиду большого акустического сопротивления воздуха, малейший воздушный зазор может стать непреодолимой преградой для ультразвуковых колебаний. Для устранения воздушного зазора, на контролируемый участок изделия предварительно наносят контактные жидкости, такие как вода, масло, клейстер. При контроле вертикальных или сильно наклоненных поверхностей необходимо применять густые контактные жидкости с целью предотвращения их быстрого стекания.

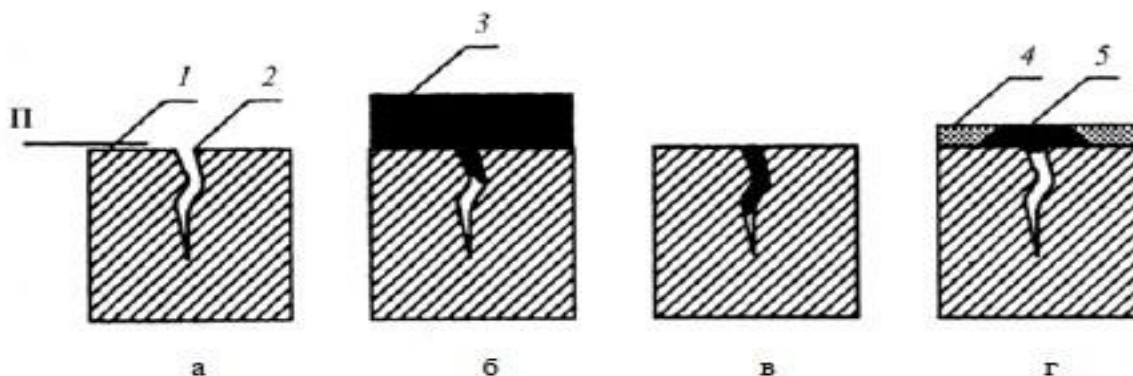
Как правило, ультразвуковая дефектоскопия не может дать ответ на вопрос о реальных размерах дефекта, лишь о его отражательной способности в направлении приемника. Эти величины коррелируют, но не для всех типов дефектов. Кроме того, некоторые дефекты практически невозможно выявить ультразвуковым методом в силу их характера, формы или расположения в объекте контроля.

Практически невозможно производить достоверный ультразвуковой контроль металлов с крупнозернистой структурой, таких как чугун или

аустенитный сварной шов (толщиной свыше 60 мм) из-за большого рассеяния и сильного затухания ультразвука. Кроме того, затруднителен контроль малых деталей или деталей со сложной формой. Также затруднен ультразвуковой контроль сварных соединений из разнородных сталей (например, аустенитных сталей с перлитными сталями) ввиду крайней неоднородности металла сварного шва и основного металла.

## **2.6 Капиллярный метод контроля.**

Капиллярные методы контроля основаны на проникновении индикаторных жидкостей, которые называются пенетрантами, в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя. При проведении контроля капиллярными методами, на поверхность контролируемого изделия (рисунок 2.4,а) наносится индикаторный пенетрант (рисунок 2,4, б), способный проникать в дефекты и имеющий характерный цветовой тон и (или) люминесцирующий под действием ультрафиолетового излучения. После некоторой выдержки, избытки пенетранта удаляют с контролируемой поверхности изделия при помощи очистителей (рисунок 2.4, в). При этом, поверхностные и сквозные дефекты остаются заполненными индикаторным пенетрантом. После этого на контролируемую поверхность наносят проявитель (рисунок 2.4, г), который втягивает оставшийся в поверхностном дефекте пенетрант. Пенетрант несколько расплывается над дефектным участком, образуя индикаторный след, с определенной шириной. Этот след можно увидеть невооруженным глазом или пользуясь лупами небольшого увеличения. Образующиеся индикаторные следы могут люминесцировать в ультрафиолетовых лучах или имеют окраску, вызываемую избирательным поглощением (отражением) части падающих на них световых лучей.



- а) 1 – контролируемая поверхность с трещиной, П – поверхность, 2 – трещина;  
 б) поверхность, покрытая пенетрантом, 3 – пенетрант;  
 в) трещина с оставшимися после чистки пенетрантом;  
 г) поверхность, покрытая проявителем, 4 – проявитель, 5 – пенетрант

Рисунок 2.4 – Процесс обнаружения дефектов капиллярным методом контроля.

Капиллярные методы предназначены для обнаружения поверхностных и сквозных дефектов в объектах контроля, определения их расположения, протяженности (для протяженных дефектов типа трещин) и ориентации по поверхности.

Размеры дефектов, которые должны быть выявлены методами капиллярной дефектоскопии, так малы, что обнаружение их невооруженным глазом практически невозможно. Дефект на поверхности изделия можно заметить только в случае, если имеется яркий (колористический) контраст между самим дефектом и бездефектной частью контролируемого изделия – фоном поверхности. Если фон темный, то дефекты должны быть светлыми и наоборот. Поэтому для обнаружения дефектов невооруженным глазом следует искусственно повысить контрастность дефектного и неповрежденного участков контролируемой поверхности. Это достигается изменением светопоглощения и светоиспускания поверхностей после нанесения специальных индикаторных пенетрантов.

Первая основная задача капиллярной дефектоскопии – это заполнение полостей дефектов специальными свето- и цветоконтрастными индикаторными пенетрантами. Макроскопическое раскрытие и длина



дефектов уподобляют их капиллярным сосудам, обладающим своеобразной способностью всасывать смачивающие жидкости под действием капиллярных сил. У стенок дефектов шероховатость выше, чем у контролируемой поверхности, поэтому в полостях дефектов у жидкостей будет более высокая смачивающая способность по отношению к твердому телу.

Для обнаружения дефектов капиллярными методами контроля применяют дефектоскопы различных типов, состоящие из приборов и вспомогательных средств. В зависимости от функционального назначения и эксплуатационной законченности дефектоскопы включают в себя полностью или частично следующие функциональные устройства подготовки объектов к контролю; обработки объектов дефектоскопическими материалами; выявления дефектов; контроля качества дефектоскопических материалов; контроля ультрафиолетового, видимого, теплового и других используемых излучений, контроля технологических процессов подготовки объектов и обработки их дефектоскопическими материалами.

В комплект дефектоскопа входят баллоны с проникающей жидкостью, проявляющей краской и растворителем для удаления излишков проникающей жидкости в процессе контроля, а также футляр с кистями, эталонный образец, со шлифовочными трещинами, малогабаритный краскораспылитель и 7кратная лупа.

Дефектоскопы изготовляют в следующих исполнениях: переносные, передвижные и стационарные.

Преимуществами методов капиллярной дефектоскопии по сравнению с другими методами неразрушающего контроля являются:

- высокие чувствительность и разрешающая способность;
  - наглядность результатов контроля;
- возможность контроля деталей сложной геометрической конфигурации, изготовляемых из широкого спектра материалов;
- простота и универсальность технологических операций контроля;

- относительно низкая стоимость используемых дефектоскопических материалов, аппаратуры и оборудования;
- высокая производительность при поточном контроле;
- возможность применения разных методик с различной чувствительностью.

Недостатками методов капиллярного контроля являются:

- возможность обнаружения только выходящих на поверхность дефектов; – не применимость к пористым веществам и материалам химически не стойким к пенетранту;
- невозможность точного определения глубины дефектов;
- сложность механизации и автоматизации процессов контроля;
- большая продолжительность контроля и снижение его достоверности при отрицательных температурах;
- требуется использование специальных составов проявителей и пенетрантов при контроле высокотемпературных поверхностей (выше 900<sup>0</sup>С);
- необходимость тщательной подготовки поверхности к проведению контроля, её очистка и удаление проявителя пенетранта после проведения контроля; – вредность некоторых дефектоскопических материалов, ограниченный срок хранения дефектоскопических материалов и необходимость использования различных защитных приспособлений;
- некоторая субъективность контроля, зависящая от психофизиологического состояния и квалификации дефектоскописта.

Благодаря высокой чувствительности методы капиллярной дефектоскопии применяют часто, а для подтверждения наличия поверхностных дефектов применяют другие методы контроля. Такой вид контроля проводят в целях уточнения параметров дефектов и их типов, которые были обнаружены по результатам ВТД, АЭК и ЭД.

## 2.7. Внутритрубная диагностика.

Наиболее эффективным методом выявления дефектов и повреждений труб является прогон по трубопроводу специальных устройств - внутритрубных дефектоскопов, оснащенных специальными приборами.

Большинство конструкций дефектоскопов предназначено для определения конфигурации поперечного сечения трубопроводов, выявления вмятин, вспучиваний, утончений стенки трубы, внутренней и наружной коррозии.

Реже используются внутритрубные дефектоскопы, предназначенные для решения специальных задач. Так, дефектоскопы, оснащенные видео- и фотокамерами, применяют для визуальной инспекции внутренней поверхности труб: с инерционными устройствами - для определения кривизны и профиля трубопровода, со специальными датчиками - для выявления трещин, а с источниками нейтронного излучения - для определения глубины заложения подводных трубопроводов или толщины утяжеляющего покрытия.

Все внутренние дефектоскопы перемещаются по трубопроводу транспортируемым потоком и оборудованы различными датчиками, устройствами сбора, обработки и хранения информации, источниками питания.

Внутритрубное обследование проводится в четыре уровня:

1. обследование трубопровода с помощью приборов – профиломеров. Они определяют дефекты геометрии стенки труб (гофры, овальность, вмятины);
2. с помощью ультразвуковых приборов – дефектоскопов ведут поиск, измеряют коррозионные дефекты, расслоение металла труб;
3. с помощью магнитных приборов – дефектоскопов выявляют дефекты кольцевых сварных швов;
4. с помощью более современных ультразвуковых дефектоскопов СД ведут обнаружение и измеряют трещиноподобные дефекты в продольных швах и в теле трубы;

5. с помощью программ определяют степень опасности выявленных дефектов.

Из внутритрубной дефектоскопии наиболее совершенные снаряды-дефектоскопы, основанные на магнитном контроле, позволяющие локализовать повреждения, обусловленные как электрохимической и микробиологической коррозией (ЭХК и МБК), так и коррозионным растрескиванием под напряжением (КРН). Внутритрубная диагностика трубопроводов основана на использовании автономных снарядов-дефектоскопов, движущихся внутри контролируемой трубы под напором перекачиваемого продукта (нефть, нефтепродукты, газ и т.п.). Снаряд снабжен магнитной аппаратурой для неразрушающего контроля (НК) трубы, записи и хранения в памяти данных контроля и вспомогательной служебной информации, а также источниками питания аппаратуры. Измерительная часть снаряда состоит из множества датчиков (сенсоров), расположенных так, чтобы зоны чувствительности датчиков охватывали весь периметр трубы. Это позволяет избежать пропуска дефектов трубы. В магнитном снаряде ферромагнитный материал трубы намагничивается постоянными магнитами до состояния близкого к техническому насыщению, а потоки рассеяния, вызванные дефектами, регистрируются магниточувствительными датчиками (например, датчиками Холла). Магнитные снаряды используют обычно для контроля труб нефти и газопроводов. Метод магнитной внутренней дефектоскопии наиболее часто используется за рубежом, а в России менее 20% трубопроводов обследовано этим способом по техническим и экономическим причинам. Данный метод не позволяет определить утечки тока катодной защиты из-за нарушенной изоляции, напряженные состояния трубопровода, местоположение в плане и в разрезе.

Классификация дефектов труб, определяемых с помощью ВТД:

1. дефекты геометрии(гофры, вмятины, овальности).Приводят к снижению несущей способности трубы, к снижению производительности:

2. дефекты стенки трубы (расслоение трубы, включения, трещины, царапины, коррозионные повреждения, потери местного происхождения).  
Приводят к снижению несущей способности трубы;

3. дефекты поперечных сварных швов (непровары, поры и смещение кромок шва);

4. дефекты продольного заводского шва.

ВТД включает в себя следующие этапы:

1) очистка внутренней полости трубопровода от посторонних предметов, окалины, отложений с помощью очистных устройств;

2) калибровка трубопровода скребком-калибром с калибровочным блоком;

3) профилометрия трубопровода, которая осуществляется с помощью профиломера, с дальнейшим заключением о возможности проведения диагностики магнитными дефектоскопами продольного (MFL) и поперечного (TFI) намагничивания с дальнейшими рекомендациями по устранению дефектов геометрии, которые могут препятствовать пропуску магнитных дефектоскопов;

4) дефектоскопия стенки трубы, продольных и поперечных швов магнитными дефектоскопами, для выявления недопустимых дефектов, которые требуют срочного ремонта;

5) формирование отчета по результатам ВТД с рекомендациями по ремонту и определенным остаточным ресурсом трубопровода.

При эксплуатации трубопроводов происходит загрязнение его внутренней поверхности частицами породы, окалиной, отслоившейся от труб, конденсатом, водой, метанолом и т.д. Это приводит к увеличению коэффициента гидравлического сопротивления и соответственно к снижению пропускной способности газопровода. Внутреннюю поверхность газопровода от загрязнений очищают следующими способами: периодически очистными устройствами без прекращения перекачки газа; разовым использованием очистных устройств с прекращением подачи газа; установкой

конденсатосборников и дренажей в пониженных точках газопровода; повышением скоростей потоков газа в отдельных нитках системы газопроводов и последующим улавливанием жидкости в пылеуловителях.

В качестве очистных устройств применяют очистные поршни, скребки, поршни-разделители. В зависимости от вида загрязнений применяют и определенные очистные устройства. Основное требование к ним: быть износостойкими, обладать хорошей проходимостью через запорные устройства, простыми по конструкции и дешевыми. Наиболее часто применяют очистные устройства типа ДЗК-РЭМ, ОПР-М, позволяющие одновременно очищать полость газопровода от твердых и жидких веществ. Для очистки газопроводов больших диаметров применяют поршни-разделители ДЗК-РЭМ-1200, ДЗК-РЭМ-1400, ОР-М-1200, ОПР-М-1400. Поршень монтируют с двумя, тремя, и более очистными элементами. Для движения поршня по газопроводу на нем создается определенный перепад давления, который зависит в основном от его конструкции. Создаваемый перепад  $p$  на поршне в среднем равен 0,03-0,05 Мпа.

На всех проектируемых и вновь вводимых трубопроводах предусматривают устройства по очистке внутренней полости газопровода от загрязнения при помощи пропуска очистных поршней. В состав устройства входят узлы пуска и приема очистных поршней, система контроля и автоматического управления процессов очистки. Узлы пуска и приема очистных поршней изготавливают на рабочее  $p$  7,5 Мпа и температуру рабочей среды от -60 до 60 С<sup>0</sup>. Для контроля за прохождением очистных устройств по газопроводу в отдельных его точках стоят анализаторы прохождения поршня. Разработан комплекс Волна-1, предназначенный как для сигнализации прохождения очистных устройств по газопроводу, так и для отыскания их в случае застревания в нем.

Дефекты, наиболее часто встречающиеся при производстве трубы — это расслоения, дефекты проката, аномалии продольных сварных швов (непроваренные стыки); при строительстве трубопровода — вмятины, гофры,

задиры, дефекты сварки кольцевого шва, плохая изоляция, которая в процессе эксплуатации трубопровода становится причиной развития коррозионных повреждений, а также в сочетании с другими факторами (высокое давление в трубопроводе, доступ грунтовых вод, кислотность почв, загрязненный металл трубы и др.) способствует возникновению самого опасного дефекта — мелких трещин коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). Дефекты КРН представляют собой мелкую сетку трещин на поверхности трубы, которые при определенных условиях объединяются в магистральную трещину, и происходит разрушение трубопровода.

На рисунке 2.6 представлена диаграмма дефектов, обнаруженных по результатам выполнения работ по ВТД в первом полугодии 2017 года. Как видно из диаграммы, более 80% из общего числа дефектов составляют коррозионные повреждения и около 10% — аномалии кольцевых сварных швов.

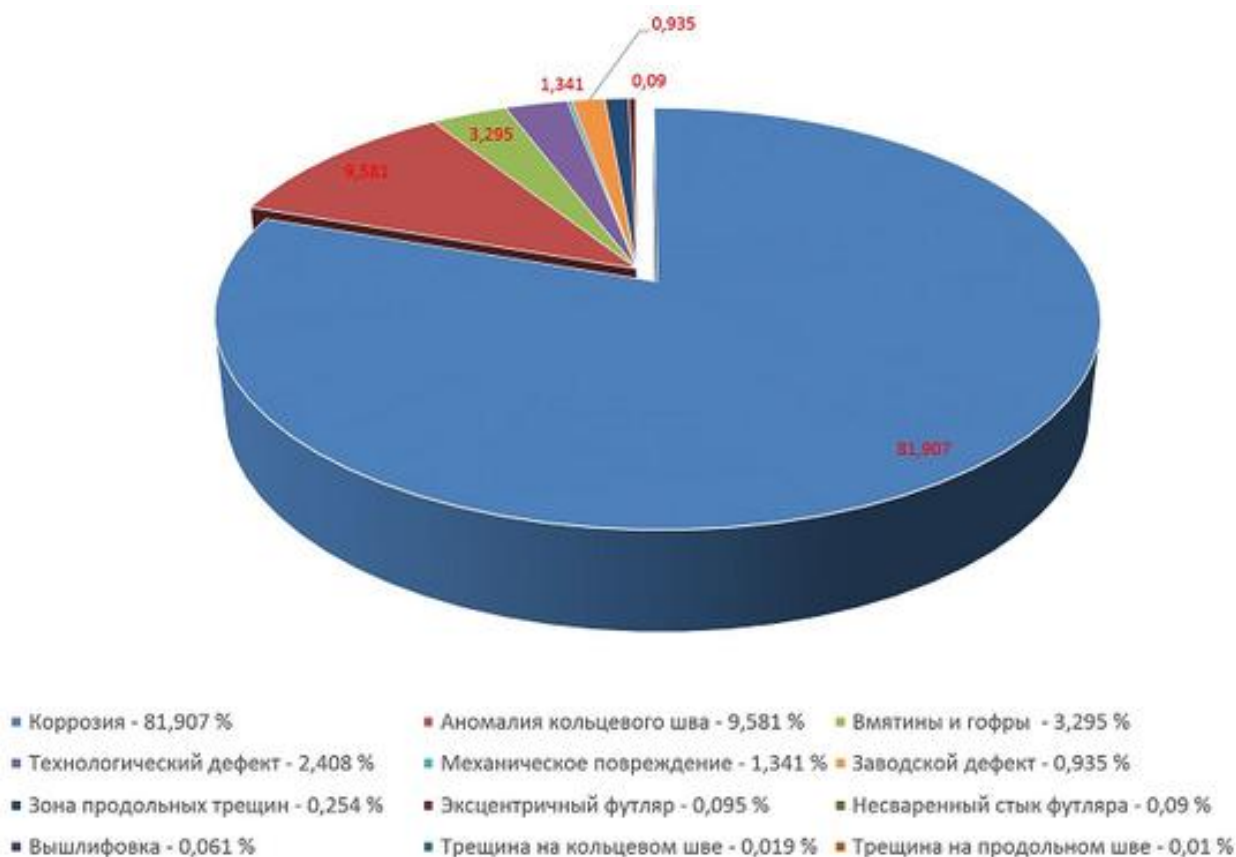


Рисунок 2.6. Диаграмма дефектов, обнаруженных по результатам выполнения работ по ВТД в первом полугодии 2017 года

Дефекты таких типов надежно обнаруживаются внутритрубными инспекционными приборами (ВИП) продольного намагничивания (по зарубежной классификации — MFL). Однако для поиска и обнаружения продольных трещин и зон трещин КРН создаются ВИП поперечного намагничивания (TFI), поскольку приборами типа MFL их обнаружить невозможно.

Необходимо отметить, что приборы MFL и TFI работают на магнитном принципе контроля, который основан на регистрации полей рассеяния от дефекта в стенке трубы. Зоны трещин КРН при намагничивании организуют достаточно слабые поля, которые трудно зафиксировать датчиковой системой.

Преимущества внутритрубного способа измерений заключаются в том, что он не требует установки приборов постоянного контроля во время строительных работ и позволяет осуществлять регулярный контроль деформаций на всем протяжении действующего трубопровода с высокой производительностью. Это позволяет своевременно выявлять опасные участки, требующие производства ремонтных работ.

Кроме принципиальных ограничений этого метода пока еще существуют чисто технические трудности его применения, которое, с одной стороны, сдерживается вследствие большой дороговизны обследования, другой причиной является то, что устройства в основном разработаны для трубопроводов больших диаметров, т.е. могут применяться только для относительно новых газопроводов. Кроме того, старые газопроводы, не оборудованные камерами приема-запуска поршней, сваренные с подкладными кольцами из труб разных диаметров, имеют отводы с малыми радиусами кривизны, с неравнопроходными кранами и т.д., не приспособлены к внутритрубной диагностике. Поэтому ее внедрение в требуемом объеме возможно только после проведения реконструкции. Кроме того, недостаточно разработано методическое обеспечение обработки



результатов обследования, оценки и прогноза состояния линейной части по ее результатам.

## **2.8 Дополнительный дефектоскопический контроль.**

При осуществлении дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК) необходимо соблюдать следующий порядок:

- зачистка места расположения дефекта от коррозии и остатков изоляционного покрытия;
- проведение ДДК подходящими методами НК и уточнение параметров дефекта;
- установка маркерных хомутов на места подтвержденных дефектов, которые будут определять положение границ дефектного участка;

Если проведение ДДК невозможно, проводится повторная внутритрубная диагностика с применением дополнительного маркера.

Результаты ДДК оформляются в виде Акта ДДК дефектного участка трубопровода. Окончательное решение о методе устранения дефекта принимается и утверждается лицами, уполномоченными приказом организации.

### **3. Разработка методики диагностирования трубопровода, проложенного в кожухе**

Проведя анализ методов диагностики, выявив преимущества и недостатки рассмотренных методов, можно сделать вывод: каждый из существующих методов диагностирования в отдельности позволяет получить лишь частные параметры тех или иных дефектов или параметров объекта и не позволяет дифференцированно оценить техническое состояние трубопровода. Следовательно, на разных этапах диагностических обследований должны использоваться соответствующие методы измерений, обеспечивающие получение необходимых данных.

Выбор методов и средств диагностирования обуславливается также конструктивными решениями трубопроводной системы (наличием узлов пуска-приема поршней, радиусом кривизны отводов, изменением диаметра трубопровода, видом прокладки), сроком службы трубопроводов, природно-климатическими условиями, наличием измерительных средств, возможностями транспорта и тому подобными факторами.

На разных этапах диагностических обследований должны использоваться соответствующие методы измерений, обеспечивающие получение необходимых данных; при этом проведя анализ методов диагностирования трубопроводов, рассмотрев преимущества и недостатки методов, следует иметь в виду, что каждый из существующих методов диагностирования в отдельности позволяет получить лишь частные параметры тех или иных дефектов или параметров объекта и не позволяет дифференцированно оценить техническое состояние объекта.

Следовательно, для диагностирования технического состояния трубопроводов, проложенных в футляре, с целью получения всесторонних и наиболее полных результатов диагностирования выбираем проведение комплексного технического диагностирования трубопровода, проложенного в кожухе.

Проведение комплексного технического диагностирования начинается с разработки Программы комплексного технического диагностирования трубопроводов, в которой определяются основные цели и задачи проведения диагностирования, общие принципы, структуру и основные методические положения по проведению диагностики трубопроводов.

Программа разрабатывается в соответствии с требованиями действующих федеральных законов и нормативных документов:

- ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (N 116-ФЗ, введен в действие 21.07.97 г.);

- ПБ 03-246-98 "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности", утверждены Госгортехнадзором России 06.11.98;

- "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 09.04.98 N 24.

- "Положение о порядке диагностирования технологического оборудования взрывоопасных производств топливно-энергетического комплекса", согласованное с Госгортехнадзором России 25.12.92 г.

Основной задачей является обнаружение и идентификация определенных типов дефектов с требуемой точностью, к которой относятся точность определения размеров дефектов и точность определения положения дефектов на трубопроводе в продольном направлении и на окружности поперечного сечения трубопровода.

С целью полной оценки текущего технического состояния объекта, оценки остаточного ресурса безопасной эксплуатации трубопровода при проведении комплексного технического диагностирования трубопровода, проложенного в кожухе, выбираем следующий комплекс работ:

1. сбор и анализ информации, ознакомление с технической документацией;

2. ВТД – в целях выявления дефектов геометрии трубопроводов, дефектов стенки трубы и сварных швов;

3. диагностирование методами НК – для обнаружения дефектов,

которые в силу конструктивных особенностей, не обнаруживаются ВТД. Для трубопроводов, проложенных в кожухах, выбираем метод акустико-эмиссионной диагностики, из-за способности контролировать 100% диагностируемого метод акустико-эмиссионной диагностики участка; возможности получить информацию о дефекте задолго до наступления предельного состояния; сокращение времени простоя оборудования; возможности проводить оценку остаточного ресурса трубопровода и определять степень опасности выявленных дефектов;

4. дополнительный дефектоскопический контроль (ДДК) для верификации полученной информации;

5. обработка результатов обследования, принятие решений о дальнейшей эксплуатации (или ремонте) и о технических мероприятиях по восстановлению несущей способности участка.

В предыдущих разделах наиболее полно рассмотрены методы внутритрубной диагностики, метод акустико-эмиссионной диагностики дополнительный дефектоскопический контроль.

Проведение комплексного технического диагностирования позволяет обнаружить на более ранних стадиях развитие следующих видов дефектов, возникающих в процессе эксплуатации трубопроводов: коррозия металла, эрозионный износ стенок, трещины в сварных швах и основном металле, изменение пространственного положения элементов трубопровода. Следовательно, данный метод предотвращает внезапные отказы в работе промышленных трубопроводов, повышает их надежность, эффективность и безопасность при эксплуатации.

Можно сделать вывод, что применение комплексной диагностики позволяет обнаружить дефекты различного происхождения, определять их характер и размеры, и, следовательно, появляется возможность классифицировать их по степени опасности и устанавливать очередность ремонта. При этом значительно сокращаются общие объемы работ, так как ремонт трубопроводов производится выборочно, что особенно актуально для

трубопроводов, проложенных в футлярах, под автомобильными дорогами и железнодорожными путями. По результатам приведённых методов диагностики может быть рассчитана вероятность риска в отказе работы и прогнозируется остаточный ресурс трубопроводов.

#### 4. Выбор методики, расчета трубопровода, проложенного в кожухе

##### 4.1 Нагрузки на трубы защитного кожуха на переходе трубопровода через железную и автомобильную дорогу.

Нормативное давление от железнодорожного транспорта определяется, используя график зависимости нормативного давления на футляр от глубины заложения футляра. Класс нагрузки принят 140 Н. Расчетная нагрузка получается путем умножения нормативной на коэффициент надежности по нагрузке, равный 1,3.

$n_n = 1,3$ —коэффициент надежности по нагрузке;

$q_n$  – нормативное давление транспорта на единицу площади защитного футляра, определяется по графику 1.

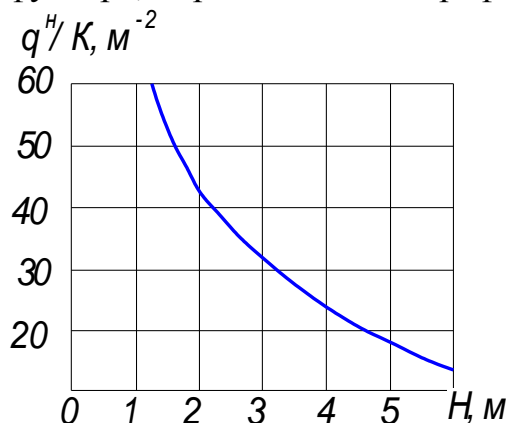


График рассчитан для двухпутной линии железной дороги. При использовании графика для однопутной железной дороги, необходимо полученное значение расчетной нагрузки умножить на поправочный коэффициент 0,56, а для трехпутной – 1,33.

## 4.2. Расчет толщины труб защитного футляра на переходе трубопровода через автодорогу

### 4.2.1 Задача расчета.

Определение толщины стенки защитного футляра на переходе через автодорогу, в составе работ по модернизации газопровода-отвода DN 300. 12

### 4.2.2 Данные для расчета.

Наружный диаметр газопровода: Дн 325 мм.

Материал футляра: труба спиральшовная, сталь СтЗсп, согласно ГОСТ 8696-74\*:

- временное сопротивление разрыву на поперечных образцах:  $\sigma_B = 372$  Н/мм<sup>2</sup> (42 кгс/мм<sup>2</sup>);

- предел текучести:  $\sigma_T = R_2 = 245$  Н/мм<sup>2</sup> (25 кгс/мм<sup>2</sup>);

Максимальное заглубление футляра, согласно данных построения профиля участка газопровода:  $H=z=3,4$  м.

Характеристики грунта, согласно данных инженерно-геологического обследования участка работ:

- грунт: суглинок полутвёрдый;

- плотность грунта:  $\gamma_{ГР}=1,96$  т/м<sup>3</sup>  $\approx 19,2$  кН/ м<sup>3</sup>;

- угол внутреннего трения:  $\varphi_{ГР}=23^\circ$ ;

- коэффициент крепости:  $f_{КР}=0,6$ .

Верхнее покрытие автодороги:

- вид: асфальтобетон;

- толщина: 0,12 м;

- модуль упругости:  $E_{П}=1000$  МПа

- коэффициент Пуассона:  $\mu_{П}= 0,2$ ,

счетные показатели автомобилей:

- вид: грузовой, трёхосный;

- нагрузка на одну заднюю ось: 13 кН,

- расстояние между осями задней тележки:  $c=1,6$  м.

### 4.2.3 Условия расчета.

Коэф-т надежности по нагрузке от подвижного состава:  $n_{П} = 1,1$ ;

Коэф-т надежности по нагрузке от веса грунта:  $n_{ГР} = 1,2$ ;

Коэффициент постели грунта при сжатии  $k_0 = 0,1 \text{ МН/м}^3$ ;

### 4.2.4 Расчет труб защитного футляра.

Минимальный диаметр защитного футляра, [4.1]:

$$D_{\phi} \approx \frac{D_H^2}{0,9D_H - 85} = \frac{325^2}{0,9 \cdot 325 - 85} \approx 509 \text{ мм}, \quad (4.1)$$

принимаем диаметр защитного футляра  $D_{\phi}=530 \text{ мм}$ .

Ширина свода естественного обрушения грунта над футляром, [4.2]:

$$B = D_{\phi} \left[ 1 + \operatorname{tg} \left( 45^{\circ} - \frac{\varphi_{ГР}}{2} \right) \right] = 0,53 \cdot \left[ 1 + \operatorname{tg} \left( 45^{\circ} - \frac{23^{\circ}}{2} \right) \right] = 0,88 \text{ м}. \quad (4.2)$$

Высота свода естественного обрушения грунта над футляром, [3]:

$$h_{CB} = \frac{B}{2 \cdot f_{КР}} = \frac{0,88}{2 \cdot 0,6} = 0,73 \text{ м}. \quad (4.3)$$

Расчетная вертикальная нагрузка на футляр от действия грунта, [4.4]:

$$q_{ГР.В.} = n_{ГР} \gamma_{ГР.СР} h_{CB} = 1,2 \cdot 19,2 \cdot 0,73 = 16,82 \text{ кПа}. \quad (4.4)$$

Расчетная величина бокового давления грунта на футляр в случае формирования свода обрушения, [4.5]:

$$\begin{aligned} q_{ГР.Б.} &= n_{ГР} \gamma_{ГР.СР} \left( h_{CB} + \frac{D_{\phi}}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^{\circ} - \frac{\varphi_{ГР}}{2} \right) = \\ &= 1,2 \cdot 19,2 \cdot \left( 0,73 + \frac{0,53}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^{\circ} - \frac{23^{\circ}}{2} \right) = 10,1 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (4.5)$$



Момент инерции материала полотна дороги, [4.6]:

$$J_{II} = \frac{e \cdot h_{II}^3}{12} = \frac{1 \cdot 0,12^3}{12} = 0,000144 \text{ м}^4. \quad (4.6)$$

Цилиндрическая жесткость полотна дороги, [4.7]:

$$D = \frac{E_{II} \cdot J_{II}}{(1 - \mu^2)} = \frac{1 \cdot 10^6 \cdot 0,000144}{(1 - 0,2^2)} = 150 \text{ кН} \cdot \text{м}^2. \quad (4.7)$$

Коэффициент жесткости полотна дороги, [4.8]:

$$\alpha_{ж} = \sqrt[4]{\frac{k_o \cdot b}{4D}} = \sqrt[4]{\frac{1 \cdot 10^5 \cdot 1}{4 \cdot 150 \cdot 10^3}} = 1,01 \text{ м}^{-1}. \quad (4.8)$$

Длина зоны распространения реакции основания, [4.9]:

$$x = a = \frac{3\pi}{4\alpha_{ж}} = \frac{3 \cdot 3,14}{4 \cdot 1,01} = 2,33 \text{ м}. \quad (4.9)$$

Длина зоны распространения суммарной эпюры реакции основания:

$$2a = a + c + a = 2,33 + 1,6 + 2,33 = 6,26 \text{ м}$$

Максимальное значение реакции основания автодороги имеет место в точке соприкосновения колес автомашины с дорожным полотном, при этом  $\eta=1,0$ , [4.10]:

$$q = \varphi_{x \max} = \frac{P_i \cdot \alpha_{ж}}{2b} \eta = \frac{156 \cdot 1,01}{2 \cdot 1} \cdot 1 = 78,8 \text{ кПа}. \quad (4.10)$$

Максимальное напряжение в грунте на глубине заложения футляра ( $z=H$ ) и под колесами автомобиля ( $x=0$ ), [4.11]:

$$\begin{aligned} \sigma_{x \max} &= \frac{q}{\pi} \left( \arctg \frac{a-x}{z} + \arctg \frac{a+x}{z} \right) - \frac{2aqz(x^2 - z^2 - a^2)}{\pi[(x^2 + z^2 - a^2)^2 + 4a^2z^2]} = \\ &= \frac{78,8}{3,14} \left( \arctg \frac{0-2,33}{3,4} + \arctg \frac{0+2,33}{3,4} \right) - \\ &- \frac{2 \cdot 2,33 \cdot 78,8 \cdot 3,4 \cdot (0^2 - 3,4^2 - 2,33^2)}{3,14 \cdot [(0^2 + 3,4^2 - 2,33^2)^2 + 4 \cdot 2,33^2 \cdot 3,4^2]} = 53,52 \text{ кПа} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Расчетное давление на футляр от подвижного транспорта, [4.12]:

$$q_{II} = n_{II} \sigma_{x \max} = 1,1 \cdot 53,52 = 58,9 \text{ кПа} . \quad (4.12)$$

Расчетное поперечное сжимающее усилие в наиболее напряженном сечении футляра, [4.13]:

$$N = -r_{\phi} (q_{ГР.В} + q_{II}) = -0,265 \cdot (16,82 + 58,9) = -20,1 \text{ кН / м} . \quad (4.13)$$

Расчетный изгибающий момент в наиболее напряженном сечении футляра, [4.14]:

$$M = cr^2 (q_{ГР.В} + q_{II} - q_{ГР.Б}) = 0,25 \cdot 0,265^2 \cdot (16,82 + 58,9 - 10,1) = 1,15 \text{ кН} . \quad (4.14)$$

Минимальная толщина стенки футляра, удовлетворяющая условию прочности, [4.15]:

$$\delta_{\phi \min} = -\frac{N}{2R_2} \sqrt{\left(\frac{N}{2R_2}\right)^2 + \frac{6M}{R_2}} = -\frac{-20,1 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 245} \sqrt{\left(\frac{-20,1 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 245}\right)^2 + \frac{6 \cdot 1,15 \cdot 10^{-3}}{245}} = \quad (4.15)$$
$$= 0,00549 \text{ м} = 5,49 \text{ мм}$$

Принимаем толщину стенки защитного футляра Дн 530 по ГОСТ 8696-74 «Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические условия» (с Изменениями №№ 1-6)– 9,0 мм.

#### **4.2.5 Заключение.**

Принятая толщина стенки и материал трубы защитного футляра удовлетворяют условиям прочности и деформации в продольном направлении.

#### **4.3 Нагрузки и воздействия на трубопровод, проложенный в кожухе.**

Трубопровод, проложенный в кожухе, не подвергается воздействию ряда внешних силовых факторов, воздействующих на кожух. Поперечные перемещения такого трубопровода ограничены зазором между

центрирующими кольцами и стенкой кожуха. Таким образом, все возможные усилия, возникающие в процессе эксплуатации, распространяются, преимущественно в продольном направлении.

На прямолинейном участке трубопровода проложенного в кожухе, концентрация напряжений будет максимальной в местах входа трубопровода в грунт, за счет сопротивления грунта продольным перемещениям трубопровода. Интенсивность возникающих напряжений на прямую взаимосвязана со свойствами грунта.

Воздух, находящийся в межтрубном пространстве, играет роль теплоизолятора от окружающей среды, что минимизирует тепловое воздействие трубопровода на грунт и способствует равномерному распределению температуры по стенке трубопровода при транспортировке продукта обладающего высокой температурой. В результате, при расчете уложенного в кожух трубопровода необходимо использовать методику расчета, учитывающую напряженное состояние трубопровода за счет упругого изгиба в теле кожуха, а также температурной разницы периода строительства и температуры эксплуатации. При расчете трубопроводов, проложенных в кожухе не следует учитывать нагрузки и воздействия, воспринимаемые внешней трубой в виду их отсутствия:

- вес грунта;
- сопротивление грунта продольному перемещению трубопровода;
- сопротивление грунта поперечным перемещениям трубопровода;
- действие выталкивающей силы воды;
- действие потока воды (гидродинамическое воздействие);
- вес балластирующих устройств (пригрузы, анкеры).

Минимальный допустимый радиус упругого изгиба трубопровода, играющего роль кожуха, больше аналогичного параметра уложенного в его полость трубопровода за счет разности диаметров. Допускаем, что напряжения изгиба трубопровода не превысят допустимых значений и при расчете напряжений во внутреннем трубопроводе от действия упругого

изгиба принимается актуальный радиус изгиба кожуха, определенный по результатам обследования участка.

При расчете прямолинейного участка, проложенного в кожухе величина сопротивления грунта продольному перемещению трубопровода, заменяется величиной силы трения, возникающей в паре материал центрирующего кольца — металл кожуха, в виду отсутствия контакта трубопровода с грунтом.

Предположим, что напряжения сжатия, возникающие в трубопроводе от действия температурного перепада, будут распределяться равномерно в обе стороны от центра (центральное растяжение/сжатие). В такой модели сжимающие напряжения будут иметь максимальные значения в точках входа трубопровода в грунт.

Поэтому для обеспечения безопасной эксплуатации протяженных, прямолинейных участков, выполненных в кожухе, при значительных температурных амплитудах необходима установка компенсирующих устройств. Это позволит уменьшить воздействие продольных напряжений в трубопроводе. При этом напряжения в прилегающей к кожуху части трубопровода считаются не значительными, поэтому рассчитывается только часть трубопровода, уложенная в кожухе до мест сопряжения с линейной частью, считая рассматриваемый участок заземленным по краям.

#### **4.3.1 Расчет перемещений прямолинейного участка трубопровода, проложенного в кожухе.**

Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы выполняется из условия:

$$S \leq mN_{кр}, \quad (4.16)$$

$S$ -эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, возникающее от расчетных нагрузок и воздействий (Н);

$N_{кр}$  - продольное критическое усилие, при котором наступает потеря устойчивости трубопровода (Н)

Для прямолинейных участков подземного трубопровода и его участков, выполненных упругим изгибом, продольное осевое усилие в заземленной части трубопровода, возникающее от действия расчетных нагрузок и воздействий: внутреннего давления и перепада температур, определяется по формуле [4.17]:

$$S = (\sigma_t + \mu \cdot \sigma_{ки}) \cdot F = (\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n_p \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta}) \cdot F, \quad (4.17)$$

Где  $\sigma_{ки}$  - напряжения, возникающие в стенке трубы от внутреннего давления (МПа);

$\mu$  - коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона);

$\alpha$  - коэффициент линейного расширения металла труб (1/°C);

$E$  - модуль Юнга (модуль упругости) (МПа);

$\Delta t$  - расчетный температурный перепад (°C);

$n_p$  - коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления;

$P$  - рабочее давление в трубопроводе (МПа);

$D_{вн}$  - внутренний диаметр трубопровода(м);

$F$  - площадь поперечного сечения стенки трубопровода (м<sup>2</sup>).

При разработке методики расчета устойчивости рабочего трубопровода, выполненного по схеме трубопровод в кожухе в продольном направлении, предполагается, что рассматриваемый участок прямолинейный. В этом случае необходимо рассматривать его устойчивость, полагая, что контакт рабочего трубопровода с кожухом происходит в местах соприкосновения центрирующих колец с металлом кожуха, а, следовательно, по поверхностям «полиэтилен-металл». При разработке методики расчета устойчивости рабочего трубопровода, проложенного в кожухе, в продольном направлении, предполагается, что рассматриваемый участок прямолинейный. В этом случае необходимо рассматривать его устойчивость, полагая, что контакт рабочего трубопровода с кожухом происходит в местах соприкосновения центрирующих колец с металлом кожуха, а, следовательно, по поверхностям «полиэтилен-металл».

Известно, что продольное критическое усилие, при котором подземный трубопровод потеряет устойчивость, находится по формуле [4.18].

$$N_{кр} = 4\sqrt[4]{p_0^2 q_{верт}^4 F^2 E^6 I^3} \quad (4.18)$$

где  $I$  - осевой момент инерции поперечного сечения трубы ( $m^4$ );

$E$  - модуль Юнга (модуль упругости)(МПа);

$F$  - площадь поперечного сечения стенки трубопровода ( $m^2$ );

$q_{верт}$  - сопротивления грунта вертикальным перемещениям трубопровода (Н/м);

$p_0$  - сопротивление грунта продольным перемещениям трубопровода, приходящееся на единицу длины трубопровода (Н/м)

Величина  $p_0$  определяется по формуле[4.19]:

$$p_0 = \pi D_n \tau_{пр}, \quad (4.19)$$

где  $\tau_{пр}$  – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом, МПа.

В рассматриваемом случае укладки трубопровода в полость кожуха контакт трубы с грунтом на протяжении всего футляра исключен, следовательно сопротивление грунта вертикальным перемещениям трубы  $q_{верт}$  исключается. Таким образом сопротивление продольным перемещениям трубопровода, приходящееся на единицу длины  $p_0$ , будет определяться силой трения центрирующих колец о кожух  $P_0$  [4.20]:

$$P_0 = f \cdot q_{тп}, \quad (4.20)$$

где  $q_{тп}$  - расчетный вес единицы заизолированного трубопровода с транспортируемым продуктом и установленными центрирующими кольцами (Н/м);

$f$  - коэффициент трения по контакту «полиэтилен - металл».

Вес единицы заизолированного трубопровода с транспортируемым продуктом и установленными центрирующими кольцами определяется по формуле [4.21]:

$$q_{тп} = q_{тр} + q_{пр} + q_{из} + q_{цк}, \quad (4.21)$$

где  $q_{тр}$  - вес трубопровода (Н/м);

$q_{пр}$  - вес транспортируемого продукта (Н/м);

$q_{из}$  - вес изоляционного покрытия (Н/м);

$q_{цк}$  - вес центрирующих колец (Н/м).

Следовательно, с учетом всех преобразований и замены 19 на 20, выражение 18 примет следующий вид [4.22]:

$$N_{кр} = 4 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot I^3}; \quad (4.22)$$

Рассчитав значения  $S$  и  $N_{кр}$  сравниваем их, если выполняется неравенство (16), то следует, что трубопровод, проложенный в кожухе, устойчив в продольном направлении и не перемещается относительно кожуха. Если неравенство не выполняется, то следует, что трубопровод теряет свою устойчивость в продольном направлении и перемещается относительно кожуха.

Следующий этап расчета - определение величины продольного перемещения трубопровода. Удлинение трубопровода, не заземленного по концам и не испытывающего сопротивлений перемещению, определяется относительно длины, рассматриваемого участка и коэффициента температурного расширения металла данной марки. При продольном перемещении «свободного» трубопровода за счет его удлинения вызванного повышением температуры стенки трубы максимальная величина продольного перемещения трубопровода рассчитывается по формуле [4.23]:

$$u_1 = l \cdot \left( \frac{0,2\sigma_{кн}}{E} + \alpha \cdot \Delta t_1 \right), \quad (4.23)$$

где  $l$  - длина рассматриваемого участка трубопровода (м);

$\Delta t_1$  - перепад температур при нагревании ( $С^0$ ).

В случае уменьшения длины трубопровода величина продольного перемещения будет максимальной при отсутствии внутреннего давления и определяется согласно [24]:

$$u_2 = l \cdot \alpha \cdot \Delta t_2, \quad (4.24)$$

где  $\Delta t_2$  - перепад температур при охлаждении ( $С^0$ ).

Амплитуда отклонения длины трубопровода в обе стороны будет определяться суммой перемещений от максимальных положительного и отрицательного перемещений [4.25]:

$$A = u_1 + u_2, \quad (4.25)$$

Следует принимать во внимание, что в данном расчете не учитывается сопротивление перемещению трубопровода, возникающее от трения между центрирующими кольцами, установленными на рабочем трубопроводе и кожухом. Исходя из условия наличия пластичной связи трубопровода с грунтом, в предпосылке, что полное продольное перемещение конечного сечения трубопровода зависит от разности продольной силы (возникающей в сечении трубопровода от воздействия температуры и внутреннего давления) и критической силы, при которой происходит потеря продольной устойчивости трубопровода продольное перемещение трубопровода в грунте определяется согласно [4.26], [4.27]:

$$u_{\text{перем}}^{\text{прод}} = \frac{(S^2 - m \cdot N_{\text{кр}}^2)}{2\pi D_n E F \tau_{\text{пр}}}, \quad (4.26)$$

$$\tau_{\text{пр}} = \frac{P_0}{\pi \cdot D_n \cdot l} \quad (4.27)$$

В результате преобразований [4.26] с учетом отсутствия сопротивления грунта продольному перемещению трубопровода и подстановкой [4.27] максимальная величина перемещения трубопровода, проложенного в кожухе будет определяться по формуле [4.28]:

$$u_{\text{перем}}^{\text{прод}} = \frac{(S^2 - m \cdot N_{\text{кр}}^2)}{2EF P_0}, \quad (4.28)$$

Формулу [28] следует использовать для определения величины



перемещения трубопровода в кожухе. При этом необходимо учитывать способность герметизирующих устройств эластично воспринимать эти перемещения. В случае, когда перемещения трубопровода превышают максимальную возможность герметизирующего элемента компенсировать ход, следует применять иные способы герметизации межтрубного пространства.

## **5. Модель прогнозирования трубопровода, проложенного в кожухе**

По результатам проведенного диагностического обследования во многих (в большинстве) случаев выполняется расчет остаточного срока службы (остаточного ресурса) трубопровода и назначаются сроки его последующего контроля.

До последнего времени расчет ресурса по общепринятым методикам выполнялся только для металла трубы.

Несмотря на то, что в некоторых случаях такой подход оправдан, в других он является чрезмерно упрощенным, поскольку в расчете учитывается и используется только один наиболее доступный фактор, влияющий на работоспособность коррозионный износ. В то же время хорошо известно, что процесс деградации металла, в конечном итоге определяющий остаточную работоспособность стальной конструкции (в нашем случае подземного трубопровода), зависит от большого числа факторов, т.е. является многофакторным. В число таких факторов входит не только поверхностный коррозионный износ, но и процессы, способствующие трещинообразованию металла, в том числе изменение (ухудшение) исходных механических характеристик во времени старение, а также побочные процессы, приводящие к повреждению металла, в частности, ухудшение качества защитных изоляционных покрытий.

Очевидно, что все или даже большинство из важных факторов, влияющих на ресурс работоспособности стальной конструкции учесть невозможно. Однако расширение такого учета на практике может способствовать повышению достоверности оценки остаточного ресурса конструкций, которая до настоящего времени недостаточно высока.

С этой целью различные специализированные организации страны продолжают работу, направленную на совершенствование старых и создание новых методик оценки ресурса стальных конструкций, а Госгортехнадзор России способствует применению их на практике путем выпуска соответствующих НТД. Одним из таких документов, изданных в последнее

время, является инструкция [27].

### 5.1 Расчет остаточного срока службы изоляционного покрытия

В результате диагностирования было определено:

газопровод из стальных труб наружным диаметром  $D = 0,319$  м и толщиной стенки трубы  $h = 0,009$  м проложен в кожухе средней коррозионной активности удельным сопротивлением  $\rho_r = 12$  Ом·м на глубине  $H = 1$  м. Его переходное сопротивление,  $R_\Phi = 100$  Ом·м<sup>2</sup>, а исходное значение, принимаемое по табл. 1,  $R_0 = 5 \cdot 10^4$  Ом·м<sup>2</sup>. Время эксплуатации  $t_\Phi = 30$  лет.

Подставляем имеющиеся значения в формулу (5.1):

$$R_K = \frac{12 \times 0,219}{2} \ln \left[ \frac{3,14 \times 0,006 (0,219 - 0,006 R_K)}{0,219^2 \times 1 \times 0,4 \times 10^{-6}} \right], \quad (5.1)$$

Принимаем величину критического переходного сопротивления  $R_K = 20,0$  Ом·м<sup>2</sup>.

Проверяем выполнение условия  $2R_K < R_\Phi$  :  $2 \times 20,0 < 100$ , условие выполняется.

По формулам (5.3) и (5.2) проводим расчет остаточного срока службы изоляционного покрытия:

$$\alpha = \frac{1}{30} \ln \left[ \frac{5 \times 10^4 - 20,0}{100 - 20,0} \right] = 0,21 \text{ год}^{-1}; \quad (5.2)$$

$$t_{\text{ост}} = \frac{1}{0,21} \ln \left[ \frac{100 - 20,0}{20,0} \right] = 6,60 \text{ года}. \quad (5.3)$$

Таким образом, по результатам расчета, по истечении семи лет на продиагностированном участке газопровода ожидается снижение переходного сопротивления изоляционного покрытия за допустимые пределы и должно быть принято решение о дальнейших противокоррозионных мероприятиях, в том числе с применением пассивной и активной электрохимической защиты.

## 5.2 Расчет остаточного срока службы газопровода по изменению пластичности металла

При обследовании технического состояния участка газопровода наружным диаметром 273 мм установлено: материал - Ст4 (группа А),  $\sigma_{то} = 332$  МПа,  $\sigma_{тф} = 384$  МПа,  $\sigma_{зо} = 435$  МПа,  $\sigma_{зф} = 480$  МПа,  $h_0 = 9$  мм, внутреннее давление 0,005 МПа, температура в шурфе трубопровода 10°C, время эксплуатации  $t_{\phi} = 46$  лет.

Строим график функции  $\Psi$  по формуле (5.4) с интервалом точности (+10%) в виде двух кривых:  $\Psi$  и  $\Psi_1 = \Psi + 0,1\Psi$  и три прямые:  $\sigma_{т}/\sigma_{з} = 0,9$ ;  $\sigma_{т}/\sigma_{з} = \sigma_{тф}/\sigma_{зф} = 0,8$  и  $t = t_{\phi} = 46$  лет (рис. 5.1).

Находим абсциссу точки пересечения кривой  $\Psi_1$ , с прямой  $\sigma_{т}/\sigma_{з} = 0,9$ ,  $t_{кр} = 63$  года. Определяем точку пересечения прямой  $t = t_{\phi}$  и  $\sigma_{т}/\sigma_{з} = \sigma_{тф}/\sigma_{зф}$ ,  $Z_{\phi}$ . Точка  $Z_{\phi}$  попадает в интервал точности функции  $\Psi$ , уточнения параметров функции  $\Psi$  не требуется, следовательно:  $t_{ост} = t_{кр} - t_{\phi} = 63 - 46 = 17$  лет - остаточный срок службы по пластичности.

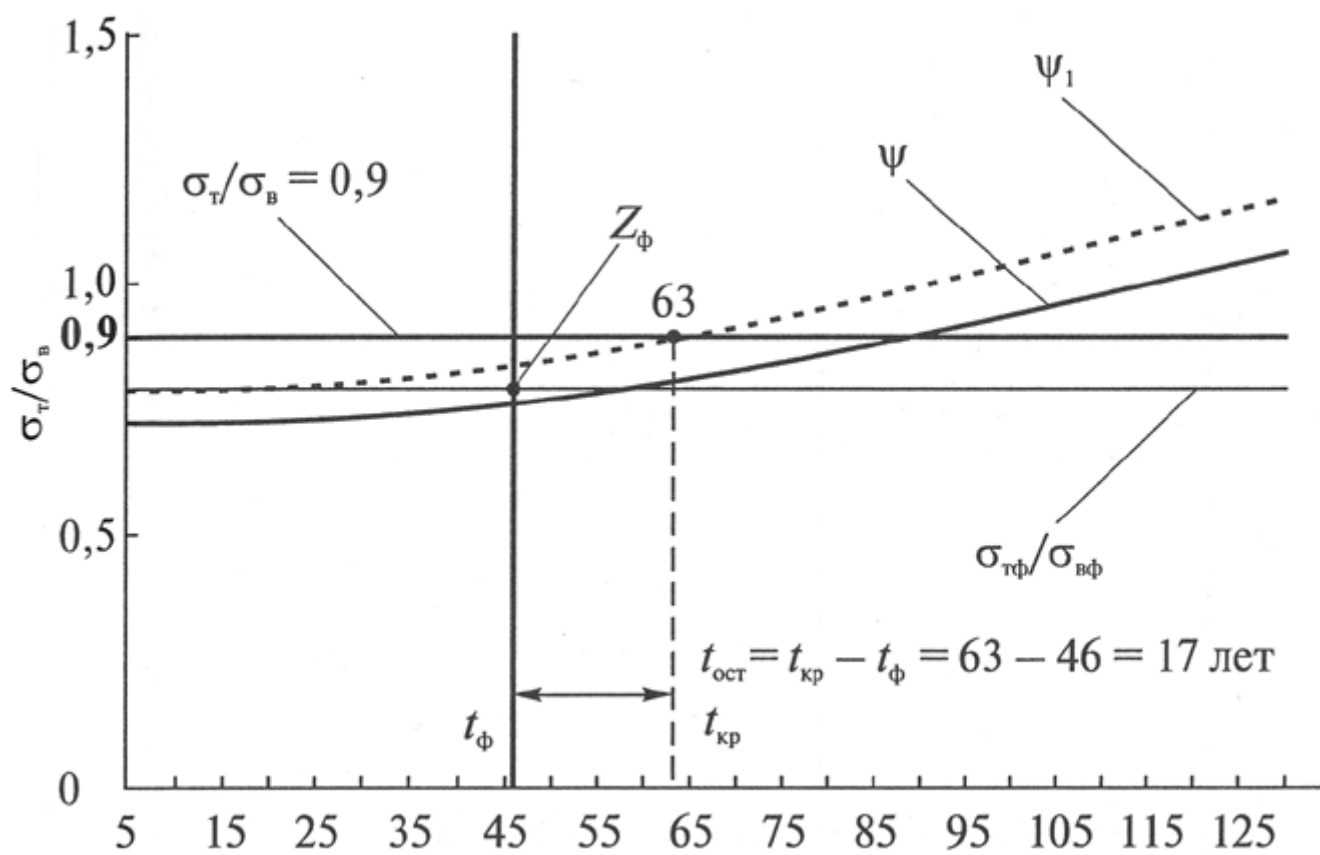


Рис 5.1 Время эксплуатации газопровода  $t$ , лет

### 5.3 Расчет остаточного срока службы по изменению ударной вязкости

Строим график функции  $\alpha_n$  по формуле [5.4] с интервалом точности (-10%) в виде двух кривых:  $\alpha_n$  и  $\alpha_1 = \alpha_n - 0,1\alpha_n$  и три прямые:  $\alpha_n = 30 \text{ Дж/см}^2$ ,  $\alpha_n = \alpha_{нф} = 38 \text{ Дж/см}^2$  и  $t = t_\Phi = 46$  лет (рис. 5.2).

Находим абсциссу точки пересечения кривой  $\alpha_1$  с прямой  $\alpha_n = 30 \text{ Дж/см}^2$ ,  $t_{кр} = 61$  год. Определяем точку пересечения прямой  $t = t_\Phi$  и  $\alpha_n = \alpha_{нф}$ ,  $Z_\Phi$ . Точка  $Z_\Phi$  попадает в интервал точности функции  $\alpha_n$ , уточнения параметров функции  $\alpha_n$  не требуется, следовательно:  $t_{ост} = t_{кр} - t_\Phi = 61 - 46 = 15$  лет - остаточный срок службы по ударной вязкости.

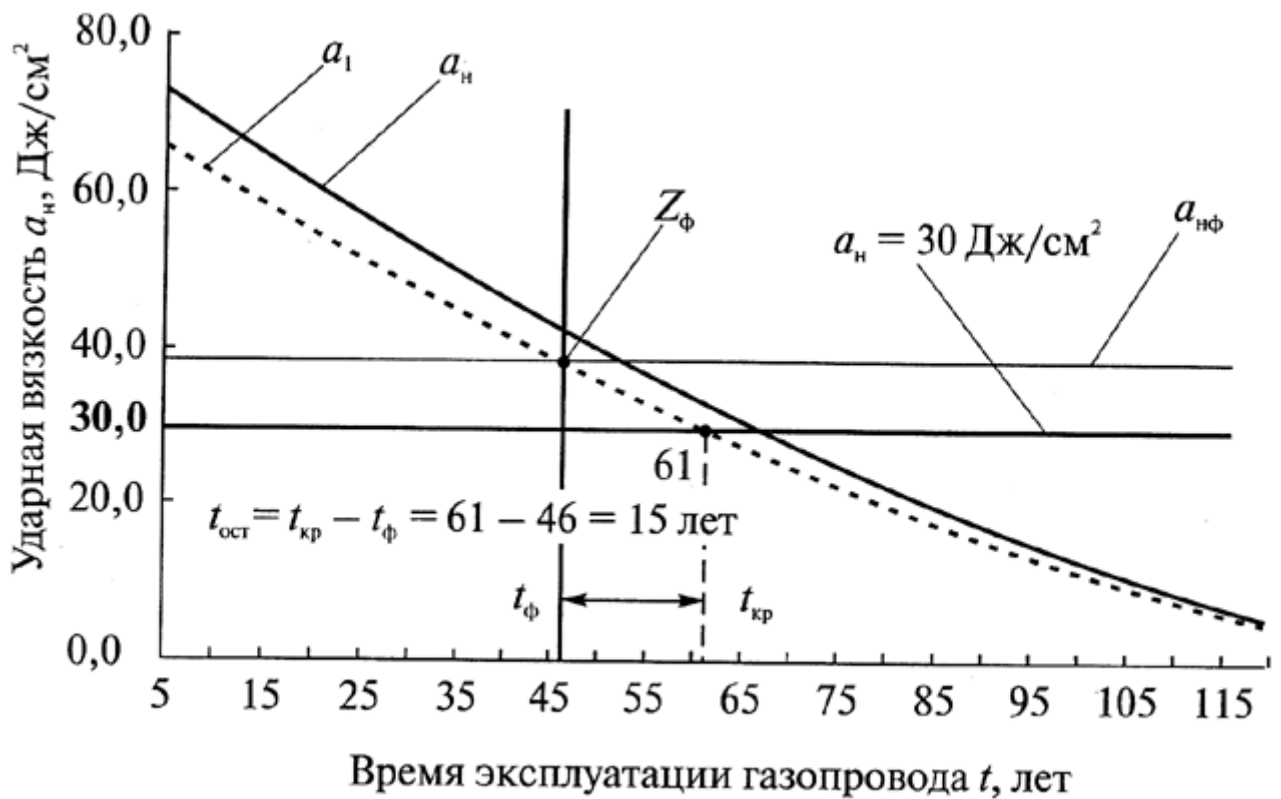


Рис 5.2 Время эксплуатации газопровода  $t$ , лет

#### 5.4 Расчет остаточного срока службы при наличии язвенной (питтинговой) коррозии

При обследовании технического состояния участка трубопровода диаметром 219 мм установлено: материал - Ст 3 (группа А),  $\sigma_T = 216$  МПа,  $\sigma_B = 362$  МПа,  $h_0 = 6$  мм, внутреннее давление  $P_\Phi = 1,2$  МПа, время эксплуатации  $t_\Phi = 30$  лет, грунт - суглинок, обнаружена точечная (питтинговая) коррозия, толщина стенки трубы в месте коррозионного дефекта  $h_T = 3,84$  мм с размером (по верхней кромке)  $d_z = 4$  мм.

Определим  $\sigma_{\max} = 0,75 \sigma_T = 162$  МПа.

Определяем по формуле [5.5] критическую глубину дефекта

$$h_{\text{деф}} = 6 - 4 \times (0,19 \times 1,2 / 162)^{0,5} = 5,8 \text{ мм.} \quad (5.5)$$

Аналогично предыдущему примеру скорость коррозии  $V_k = 0,072$  мм/год.  $V_d = 0,13$ ,  $V_{k1} = 0,103$ .

Согласно формуле (17) определим остаточный срок службы

$$t_{\text{ост}} = (5,8 - 2,16) / 0,103 = 35,3 \text{ года.}$$

Таким образом, если считать, что способы определения остаточных сроков службы трубопровода и изоляционного покрытия достаточно надежны, то на основании выполненного комплексного расчета ресурса своевременные профилактические мероприятия, направленные на обеспечение безопасной эксплуатации трубопровода, следует принимать в последовательности:

- 1) ремонт изоляции или интенсификация ЭХЗ;
- 2) замена труб, исчерпавших запас по пластичности (с недостаточной ударной вязкостью);
- 3) замена труб, исчерпавших запас по пластичности (с недостаточной пластичностью);
- 4) ремонт участка, поврежденного язвенной коррозией;

## **6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Проблемы эффективного ресурсопотребления и ресурсосбережения всегда являлись достаточно актуальными. Все технологические процессы сопровождаются потреблением первичных ресурсов, таких как земля, вода, воздух, топливо (энергия), материальные и трудовые ресурсы. Формирование и реализация стратегии ресурсосбережения на всех уровнях управления – один из важнейших вопросов стратегического менеджмента, так как ресурсоемкость является второй стороной товара, когда первой является его качество.

В данном разделе проекта произведены расчеты затрат на ремонт промышленного нефтегазосборного трубопровода проложенного в условиях Крайнего Севера.

### **6.1 Организация ремонтного хозяйства.**

Ремонтные работы на трубопроводах (замена аварийных участков, устранение отказов) проводятся силами и средствами ремонтных бригад. Капитальный ремонт трубопроводов будут осуществлять специализированные предприятия по отдельным договорам.

Примерный список техники и оборудования, необходимой при проведении ремонтных работ, приведен в Таблице 5.1.

Таблица 6.1 - Примерный список технической оснащенности предприятия для проведения ремонтных и аварийно-восстановительных работ

Техника и оборудование	Количество, ед.
Вездеход типа «Витязь» ДТ-ЗОП	1
Экскаватор на пневмо- или гусеничном ходу	1
Бульдозер на базе трактора с рыхлителем	1
Самосвал повышенной проходимости	1



Трубоукладчик	2
Снегоболотоходы типа ШСГ-401	2
Автомобили повышенной проходимости типа УАЗ	1
Вахтовые автобусы повышенной проходимости	2
Автоцистерны повышенной проходимости Ют	1
Оборудование	
Агрегаты сварочные	2
Нефтесборщик типа «Lamog»	1
Мотопомпы	2
Труборезы механические	2
Труборезы ручные	2
Труборез с эл. приводом для безогневой резки труб типа МРТ 219- 820 «Волжанка»	1
Установка хол. Врезки в трубопровод типа УХВ-150	1
Центратор наружный звенный -531	1
Вышка осветительная	1
Переносной взрывозащищенный аккумуляторный светильник типа ELM01	2-3
Дизельная электростанция	1
Резервуар разборный	2-3
Боны заградительные	100-200 м
Канат капроновый для установки боновых заграждений	30 м
Бензопила	1
Лестница искробезопасная длиной 2-3 м	1

В таблице 5.1 перечислено основное оборудование и техника. Перед началом ремонтных или аварийно-восстановительных работ рабочим предоставляются и другие необходимые инструменты, вспомогательное оборудование (переносные сигнальные знаки, лопаты, грабли, ведра, слесарный инструмент), средства связи (переносные радиостанции), переносные газоанализаторы, медицинские средства (носилки санитарные складные, аптечка, шины) и др.

Для проектируемых трубопроводов предусмотрен аварийный запас труб, арматуры и других материалов, входящий в общий аварийный запас

оборудования, труб, арматуры, материалов компании.

Материал и толщина стенки труб (деталей) аварийного запаса должны соответствовать заложенным в проектной документации трубам (деталям).

При производстве работ в охранной зоне существующих коммуникаций необходимо оформить письменное разрешение на право производства земляных работ в охранной зоне, которое выдается организацией, ответственной за эксплуатацию этих коммуникаций.

Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в исполнительную техническую документацию и паспорт трубопровода.

Доставка материалов осуществляется со склада автомобильным транспортом.

## **6.2 Потребность в основных строительных машинах и механизмах.**

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в соответствии с «Пособием по разработке проектов организации строительства крупных промышленных комплексов с применением узлового метода к СНиП 3.01.01-85» (глава 10 «Определение потребности в основных строительных машинах, транспортных средствах»), исходя из объемов работ, сроков строительства, производительности машин и механизмов и представлена в Таблице 5.2.

Таблица 6.2 - Вспомогательная техника, машины, механизмы и оборудование

Наименование машин и механизмов	Марка или тип	Количество	Технологический процесс
Автоцистерна (емкость цистерны 6500 л)	АЦТП-6,5	2	Доставка воды
Топливозаправщик (емкость цистерны 10000 л)	АЦН-10 КамАЗ 44108	3	Транспортировка ГСМ

Ассенизационная машина		1	Очистка накопительных баков
Передвижная прожекторная мачта	ПОУ-3	10	Освещение строительной площадки
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118	>2	Перевозка пенообразователей
Емкости с фторсинтетическим пленкообразующим пенообразователем	Определить ППР	>8	Пожаротушение
Мотопомпы	Определить ППР	>2	Подача пенного раствора к местам возгорания
Автобус	Урал 32551 (Вахта)	4	Доставка вахт

### 6.3 Потребность строительства в топливе и горюче-смазочных материалах.

Потребность в топливе и горюче-смазочных материалах для строительной техники определена по нормам потребления ГСМ, приведенных в территориальных сметных нормах и расценках, с учетом индивидуальной нормы расхода топлива на единицу рабочего времени каждой из задействованной строительной единицы техники.

Таблица 5.3 Потребность в горюче-смазочных материалах для строительной техники

Наименование	Ед. изм.	Потребность
Дизельное топливо	т	112
Бензин	т	11
Смазочные материалы (гидравлическая жидкость)	т	1

### 6.4 Потребность строительства в электрической энергии, паре, воде

Обеспечение строительства энергоресурсами и водой предусмотрено

осуществлять следующим образом:

- электроснабжение от передвижных дизельных электростанций подрядчика;
- сжатым воздухом - от передвижных компрессоров;
- кислород и пропан доставлять в баллонах на специально оборудованных автомашинах, либо автомобильных газификационных установках;
- водоснабжение на производственные и хозяйственные нужды предусмотрено привозной водой;
- теплоснабжение временных зданий и сооружений, расположенных на строительной площадке от электронагревательных приборов заводского изготовления. Потребность в энергоресурсах и воде определена в соответствии с нормами, приведенными в «Расчетных показателях для составления проектов организации строительства», действующих строительных норм и правил, государственных стандартов Российской Федерации, ведомственных строительных норм.

### **6.5 Потребность в воде.**

Предлагаемые решения по водоснабжению приняты в соответствии с (СП 8.13130.2009, ГОСТ 2761-84\*, ГОСТ Р 51232-98, СП 30.13330.2012, СП 31.13330.2012, СП 32.13330.2012 и др.) а также с учетом сложившейся практики строительства объектов нефтегазовой отрасли.

#### **6.5.1. Хозяйственно-бытовые, пищевые нужды.**

Расчетный суточный расход воды на хозяйственно-питьевые нужды работающих определен согласно пособию по разработке проектов организации строительства крупных промышленных комплексов с применением узлового метода (к СНиП 3.01.01-85), раздел 11, СП 31.13330.2012, СП 30.13330.2012, ВСН 199-84.

Питьевая вода должна соответствовать требованиям СанПиН 2.1.4.1175-02, СанПиН 2.1.4.1074-01, ГОСТ 2761-84\*.

Расход воды для хозяйственно-питьевых нужд на период строительства

где  $q$ - удельное потребление, 25 л/ смену;

$q_d$  - расход воды на прием душа одним человеком, 30 л/ смену;

$N$  - количество работающих в смену, чел;

$N_d$ - число рабочих пользующихся душем в наиболее многочисленную смену, чел;

$K_{сут} = 0,7$  - коэффициент суточной неравномерности водопотребления;

$T$  - нормативная продолжительность строительства основных объектов, в сутках.

Водоснабжение строительной площадки для хозяйственно-бытовых нужд предусмотрено привозной водой.

Воду, используемую для питьевых целей необходимо подвергать кипячению с помощью лицензированных бытовых приборов которыми оборудованы временные административно-бытовые и социально-бытовые помещения.

Горячее водоснабжение для гигиенических, и бытовых нужд должно быть автономное, подогрев воды должен осуществляться электро-водонагревателями заводского изготовления.

### **6.5.2. Производственные нужды (строительные).**

В ходе ведения строительно-монтажных работ возникает потребность в воде для строительных целей, таких как приготовление бетонов и растворов, поливка, промывка, испытания и т.п.

Доставку воды для строительных целей следует выполнять автоцистернами предназначенными для перевозки не пищевых продуктов.

До начала использования воды для строительных целей необходимо выполнить её анализ с целью выяснения химического состава и заключением о возможности применения данной воды для необходимых строительных нужд.

Потребность в воде для приготовления бетонов растворов, их увлажнения и т.п цели определены по нормативной потребности сборников ЕНиР, ГЭСН, ТЭР.

Объем воды, необходимый для промывки трубопроводов и их испытания определен расчетным путем ведущими отделами.

Вода для промывки и испытаний трубопроводов поступает с существующей системы ППД.

После проведения гидроиспытаний водовода, вода сбрасывается в существующую систему трубопроводов для дальнейшего использования в системе ППД.

### **6.5.3. Противопожарные нужды.**

Потребность воды для пожаротушения согласно «Расчетным нормативам для составления проектов организации строительства» (часть II), принимается не менее 20 л/с для всех объектов при площади площадок до 50 га.

Для обеспечения пожарной безопасности на строительной площадке, проектом предусматривается устройство временных резервуаров позволяющих выполнить запас воды объемом не менее 200 м<sup>3</sup>.

Таблица 6.5.3 Потребность в воде в период строительства

Хозяйственно-бытовые нужды, м <sup>3</sup>	Производственные нужды (в т. ч. промывка и испытание), м <sup>3</sup>	Противопожарные нужды, м <sup>3</sup>	Итого общая потребность в воде, м <sup>3</sup>
1293	203 (70)	200	1696

### **6.6. Определение потребности в кислороде и сжиженном газе (пропан-бутане).**

Потребность в строительных газах определена согласно государственным элементным сметным нормам ГЭСН-2001 исходя из норм потребления при их использовании.

Обеспечение строительства газами следует производить завозом их в обменных газовых баллонах. Баллоны, наполненные газом, а также пустые баллоны должны транспортироваться на специально оборудованных автомашинах с соблюдением требований приказа Минтруда России №642н. Баллоны необходимо подвозить по мере того, как будут заканчиваться ранее привезенные. Согласно ПОТ Р М-026-2003, запрещается совместное транспортирование кислородных и ацетиленовых баллонов как наполненных, так и порожних. Перемещение газовых баллонов по строительной площадке осуществлять только на специальной тележке, предназначенной для перемещения газовых баллонов.

В соответствии с требованиями приказа Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116 баллоны, наполненные газами, хранят в специальных складских помещениях или на открытых площадках под навесом, защищающим их от атмосферных осадков и прямых солнечных лучей. Складское хранение в одном помещении баллонов с кислородом и горючими газами запрещается. Хранение баллонов на строительной площадке необходимо соблюдать в соответствии с ВНТП 3-85 и постановлением Правительства РФ №390. По окончании работы баллоны с газом должны размещаться в специально отведенном для хранения баллонов месте, исключающем доступ к ним посторонних лиц. На основании требований ПОТ Р 0-14000-007-98 склады для хранения баллонов со сжатыми и сжиженными газами могут быть открытыми, полузакрытыми, закрытыми и размещаться не ближе 20 м от производственных, административно-бытовых и складских зданий.

Таблица 6.6 Общая потребность в строительных газах

Наименование	Ед.	Потребность
--------------	-----	-------------

	изм.	
Кислород	м3	475
Пропан-бутан	кг	234

### 6.7. Определение потребности в электроэнергии.

Потребителями электрической энергии в период строительства являются:

- временный жилой вахтовый городок строителей;
- электроинструменты приборы и механизмы задействованные в период СМР. Потребность в электроэнергии для нужд строительства определена по показателям её расхода потребителями в период строительства. Показатели потребности в электроэнергии представлены в Таблице 6.7.1.

Таблица 6.7.1 Потребность в электроэнергии на период строительства

Потребность в электрической энергии, кВт-ч.	
Для городка строителей на период строительства	Для обеспечения строительной площадки
848554	37240

Потребность в электроэнергии, кВА, определена на период выполнения максимального объема строительно-монтажных работ по формуле:

где  $L=1,05$  - коэффициент потери мощности в сети;

$P_{ш}$  - сумма номинальных мощностей работающих электромоторов (трамбовки, вибраторы, шлейфмашинки и т.д.);

$P_{03}$  - суммарная мощность внутренних осветительных приборов, устройств для электрического обогрева (помещения для рабочих, здания складского назначения);

$P_{ож}$  - то же, для наружного освещения объектов и территории;  $P_{св}$  - то же, для сварочных трансформаторов;

$\cos\phi=0,7$  - коэффициент потери мощности для силовых потребителей электромоторов;



$K1 = 0,5$  - коэффициент одновременности работы электромоторов;

$K3 = 0,8$  - то же, для внутреннего освещения;

$K4 = 0,9$  - то же, для наружного освещения;

$K5 = 0,6$  - то же, для сварочных трансформаторов.

Согласно ПУЭ глава 7.3 «Электроустановки во взрывоопасных зонах», ДЭС необходимо разместить от взрывопожароопасных объектов на расстоянии не менее

100 м. вблизи остальных объектов ДЭС размещаются в соответствии с таблицей 1 СНиП II-89-80\*.

Для покрытия необходимых нагрузок проектом предусмотрено использовать дизельные электростанции представленные в таблице 8.

Таблица 6.7.2. Потребность в электроэнергии на период строительства

Наименование основных потребителей	Принятая ДЭС (мощность, кВт А)	Кол-во, шт.	Потребность, кВт-ч
Городок строителей	315	2	848554
Приборы и механизмы	30	2	37240

### 6.8. Расчет времени на проведение мероприятия.

Определим нормы времени для установки понтона на резервуар. Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е5-22» [2] время на выполнение мероприятия представлено в таблице 5.9.

Таблица 6.8 Время на проведение мероприятия

Операция	Время, ч
Подготовительные работы	40
Земляные работы	90
Очистные и изоляционно-укладочные работы	65
Сварочные работы	70

Согласно единым нормам расценки на выполнение мероприятия всего потребуется 300 часов.

### 6.9 Потребность строительства в кадрах.

Принимается ведение СМР двумя вахтовыми потоками. Данные потоки сменяют друг друга по истечению вахтового периода одного из потоков. Вахтовый период приравнивается к установленному заказчиком режиму труда и отдыха.

Списочная численность основных рабочих и механизаторов, находящихся на объекте строительства (вахте) определена в соответствии с «Методическими рекомендациями, предназначенными для определения дополнительных затрат, связанных с выполнением строительно-монтажных работ вахтовым методом».

$$Ч_p = \sum_{i=1}^n T_j : \left( 8 \times k_{\text{пер}} \times (1 - k_{\text{св}}) \times \sum_{i=1}^n t_i \right),$$

где  $Ч_p$  - численность основных рабочих;

$T_j$  - трудоемкость выполнения строительно-монтажных работ, чел. ч определенная по ГЭСН;

$K_{\text{пер}}$  - 1,8 коэффициент переработки при 11-ти часовой рабочей смене;

$K_{\text{св}}$  - 0,08 усредненный коэффициент снижения выработки при 11-ти часовой рабочей смене;  $t_1$  - продолжительность выполнения работ, дней;  $n$  - количество вахтовых

потоков по графику сменяемости,  $n$  - количество вахтовых потоков по графику сменяемости,

8 - нормативное количество рабочих часов в день при 40-часовой рабочей недели.

Нормативная трудоемкость определена по локальным сметам. Результат расчета и общая потребность в работающих одного вахтового потока с разбивкой по категориям приведена в Таблице 6.9.1.

Таблица 6.9.1 Общая потребность в работающих одного вахтового потока с разбивкой по категориям

Период строительства, мес.	Трудоемкость СМР, чел.- час.	Общая числен, работ.	В том числе по категориям, чел.			
			Рабочие 83,9%	ИТР 11 %	Служащие 3,6 %	МОП и охрана 1,5%
16,3	295168	67	55	8	3	1

Списочная численность основных рабочих и механизаторов вахтового персонала ( $Ч_в$ ) определяется числом рабочих, находящихся на объекте (на вахте) ( $Ч$ ) и на межвахтовом отдыхе ( $Ч_0$ ). Численности основных рабочих и механизаторов, находящихся на объекте и на межвахтовом отдыхе, равны между собой:

$$Ч_в = Ч + Ч_0$$

Таким образом, общая списочная численность вахтового персонала задействованного при строительстве данного объекта составит - 134 чел.

Количество бригад и их численность может, изменяться в зависимости от условий и обстановки, складывающейся в ходе строительства.

Потребность в основных строительных машинах и механизмах определена в соответствии с «Пособием по разработке проектов организации строительства крупных промышленных комплексов с применением узлового метода к СНиП 3.01.01-85» (глава 10 «Определение потребности в основных строительных машинах, транспортных средствах»), исходя из объемов работ, сроков строительства, производительности машин и механизмов и представлена в таблице 6.9.2.

Таблица 6.9.2 Вспомогательная техника, машины, механизмы и оборудование

Наименование машин и механизмов	Марка или тип	Количество	Технологический процесс
1 Автоцистерна (емкость цистерны 6500 л)	АЦТП-6,5	2	Доставка воды
2 Топливозаправщик (емкость цистерны 10000 л)	АЦН-10 КамАЗ 44108	3	Транспортировка ГСМ
3 Ассенизационная машина		1	Очистка накопительных баков
4 Передвижная прожекторная мачта	ПОУ-3	10	Освещение строительной площадки
5 Автомобиль бортовой	КАМАЗ- 43118	>2	Перевозка пенообразователей
6 Емкости с фторсинтетическим пленкообразующим пенообразователем	Определить ППР	>8	Пожаротушение
7 Мотопомпы	Определить ППР	>2	Подача пенного раствора к местам возгорания
8 Автобус	Урал 32551 (Вахта)	4	Доставка вахт

## **7. Социальная ответственность**

Целью выполнения данного раздела магистерской работы является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Место проведения работ – промышленный трубопровод. Условия – открытая территория.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения ее устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Строительная организация, выполняющая прокладку линейной части трубопровода, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

### **7.1 Техногенная безопасность.**

#### **7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды**

##### Метеорологические условия

Согласно приложения 13 Р 2.2.2006-05 рассматриваемый район относится к климатическому региону Ib (IV) (минус 42 °С, 1,3 м/с). При работах на открытых территориях в холодный период года класс условий труда оценивается как вредный.

Для работающих на открытом воздухе в холодное время предусмотрены перерывы для обогрева в соответствии со статьей 109 Трудового кодекса РФ, МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».

##### Световая среда

Оценка параметров световой среды не проводилась, т.к. обход трасс

трубопроводов проводится в светлое время суток.

#### Тяжесть и напряженность трудового процесса

По тяжести при перемещении в пространстве, обусловленном технологическим процессом – 2 класс условий труда (допустимый), по напряженности трудового процесса по фактической продолжительности рабочего дня – 2 класс условий труда (допустимый); по сменности работы и наличию регламентированных перерывов – 1 класс условий труда (оптимальный).

#### Общая оценка условий труда

Согласно Р 2.2.2006-05 условия труда на рабочих местах проектируемых объектов (принимаются по худшему показателю) отвечают гигиеническим требованиям и относятся к классу 3.1 (вредному 1 степени).

### **7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.**

#### Молниезащита, заземление

Молниезащита проектируемых сооружений выполнена согласно СО 153 34.21.122 2003. Проектируемые сооружения (узлы запорной арматуры) по устройству молниезащиты, относятся к специальным объектам. Надежность защиты от прямых ударов молнии – 0,90.

Молниезащита узлов запорной арматуры и узлов запуска и приема ОУ на трубопроводах от прямых ударов молнии представлена молниеотводами высотой 8.5 м.

Для защиты от вторичных проявлений молнии, а также для защиты от статического электричества, проектом выполнено присоединение корпусов задвижек к заземляющему устройству.

В зону защиты молниеотводов входит пространство над задвижками (как от закрытого технологического аппарата) – полусферой с радиусом 3 метра. Заземляющие защитные устройства (ЗУ) узлов запорной арматуры выполняется в соответствии с ПУЭ с сопротивлением растеканию тока

защитного ЗУ не более 4 Ом.

### Электрохимическая защита

Электрохимическую защиту трубопроводов в соответствии с п. 10.2 СП 34-116-97 допускается не применять, если защитные покрытия обеспечивают надежную эксплуатацию в течение всего срока службы. Согласно п. 3.7 ГОСТ Р 51164-98, также допускается не применять электрохимическую защиту при обеспечении безопасной эксплуатации и исключения экологического ущерба. Технические решения, представленные в проектной документации, обеспечивают уровень приемлемого риска и достаточную безопасность производства.

### **7.2 Экологическая безопасность.**

По ГОСТ 12.1.005-88 нефть относится к III классу опасности (по аэрозолю), предельно-допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м<sup>3</sup> (по аэрозолю); углеводородные газы и пары нефти – к IV классу, ПДК – 300 мг/м<sup>3</sup>; одорант – ко II классу, ПДК – 1 мг/м<sup>3</sup>. В регламентном режиме работы нефтегазосборного трубопровода возможны выделения нефтяного газа (допустимые протечки фланцевых соединений на узле запорной арматуры, узле подключения ИУ), которые рассеиваются естественными воздушными потоками, при этом концентрация этих газов снижается до безопасного уровня. Проводить расчет рассеивания загрязняющих веществ в период эксплуатации трубопроводов из-за незначительных выбросов не целесообразно. Следовательно, при эксплуатации проектируемого объекта соблюдаются нормативные требования к качеству атмосферного воздуха населенных мест.

Опасный уровень выбросов транспортируемого продукта возможен только в аварийной ситуации. В этом случае допуск персонала к проведению ремонтных работ возможен, если содержание газа и паров нефти в воздухе зоны производства работ не выше предельно-допустимых концентраций по санитарным нормам. В пересчете на углерод ПДК С1-С10 равна 300 мг/м<sup>3</sup>.

В зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ

производство относится ко 2 классу условий труда (допустимому).

### **7.3 Организационные мероприятия обеспечения безопасности.**

Для защиты персонала от вредных факторов производственной среды, от механических повреждений служит спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, противогазы и др. Спецодежда должна быть гигиеничной, способствовать хорошей терморегуляции организма; удобной для надевания, носки и работы в ней, надежной в эксплуатации, должна быть изготовлена из специальных термостойких тканей с маслостойкой пропиткой. Спецобувь должна обеспечивать защиту ног от травм, от нефтепродуктов, от низких температур, перегревания и ожогов, пылящих и загрязняющих веществ.

К средствам защиты рук относятся рукавицы, перчатки, полуперчатки.

К специальным средствам защиты кожи относятся защитные пасты, мази и кремы.

Для защиты глаз персонал должен применять защитные очки, щитки, маски.

Для защиты от повреждений головы должны применяться каски.

При работе с электрооборудованием обслуживающий персонал должен иметь при себе изолирующую подставку, резиновый коврик (дорожку), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.

К ведению огневых работ сварщики допускаются в термостойких костюмах, защищающих от искр, брызг расплавленного металла и окалины.

Не разрешается приступать к работе в спецодежде, не соответствующей размеру и росту рабочего, с незастегнутыми полами куртки и т.п., в неисправной, загрязненной спецодежде и спецобуви.

Спецодежда для теплого и холодного периода года, средства индивидуальной защиты (СИЗ) выдаются работникам согласно внутренним стандартам ООО «Иркутская нефтяная компания».

Спецодежда, спецобувь, противогазы и другие СИЗ должны быть



сертифицированы. СИЗ хранятся в административно-бытовом корпусе. Приобретение СИЗ и обеспечение ими работников производится за счет средств предприятия.

Спецодежда должна отвечать требованиям промышленной безопасности и производственной санитарии, быть максимально удобной и современной, должна быть изготовлена из термостойких и антистатических материалов.

Для защиты органов дыхания и глаз от вредного воздействия ядовитых паров и газов участвующим в ликвидации аварии необходимо применять фильтрующие противогазы или воздушные дыхательные аппараты.

На предприятии имеются в необходимом количестве дежурные противогазы, диэлектрические перчатки, резиновые коврики и медицинские аптечки.

В случае возникновения на объекте аварийной ситуации, обслуживающий персонал должен быть готов к действиям по ликвидации последствий без ущерба для своего здоровья. Для этого каждый рабочий должен иметь закрепленный за ним противогаз, диэлектрические перчатки, резиновый коврик и медицинскую аптечку, содержать их в исправном состоянии и уметь ими пользоваться. Кроме того, персонал обеспечивается дежурными шланговыми противогазами ПШ-1 или ПШ-2 и газоанализаторами.

Персонал, обслуживающий проектируемые промышловые трубопроводы, на территории вахтового поселка Даниловского НГКМ. Междусменный отдых предусматривается в вахтовом поселке, где имеются следующие санитарно-бытовые помещения, обеспечивающие условия для рабочих и служащих в соответствии с требованиями СНиП 2.09.04-87\* (группы производственных процессов 2г):

- гардеробно – душевая;
- сушильная спецодежды;
- умывальные и санитарные узлы;
- столовая;
- баня,

#### **7.4 . Безопасность в чрезвычайных ситуациях.**

Несмотря на принятые в проектной документации решения, направленные на исключение разгерметизации трубопроводов и предупреждение аварийных проливов транспортируемого продукта, совершенно исключить вероятность возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации трубопроводов нельзя. Поэтому при обходе и осмотре трасс необходимо уделять повышенное внимание надземным участкам трубопроводов, где наиболее вероятно возникновение трещин и разрывов.

К аварийным ситуациям (отказам) относятся нарушения работоспособности трубопроводов, связанные с нарушением герметичности трубопроводов или запорной арматуры, с снижением пропускной способности трубопроводов.

При обнаружении повышения или понижения давления в трубопроводах, а также при визуальном обнаружении утечек линейные обходчики должны сообщить о нарушении технологического режима непосредственному руководству и дежурному диспетчеру НГКМ. По распоряжению непосредственного руководителя, линейные обходчики должны закрыть арматуру в начале и в конце аварийного участка трубопровода (см. графическую часть 101/51-09/13-ТКР.ГЧ-001). Также принять меры по прекращению поступления рабочего продукта в трубопровод (закрыть задвижки на технологических площадках и отключить насосы).

В соответствии с РД 39-132-94 отказы делятся на некатегорийные и категорийные, сопровождаемые несчастными случаями и пожарами.

К категорийным относятся отказы, которые расследуются в соответствии с инструкцией Ростехнадзора, некатегорийные расследуются в соответствии с РД 39-0147103-392-86.

Некатегорийные отказы промысловых трубопроводов подразделяются на две группы.

К первой группе относятся отказы на внутривыгодочных напорных внутри- и межпромысловых нефтепроводах на участках от ДНС до ЦПС и далее до магистральных нефтепроводов.

Ко второй группе отказов относятся аварии на газопроводах, на нефтесборных трубопроводах от ИУ до ДНС, а также на водоводах.

Виды некатегорийных отказов представлены в таблице 7.4.1.

Таблица 7.4.1 Виды некатегорийных отказов

Возможная аварийная ситуация	Меры по устранению аварийных ситуаций
Разрывы и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым швам	Ограждение аварийного участка; локализация утечки; уточнение объемов работ по ликвидации аварии; ликвидация разрыва, устранение последствий аварии
Негерметичность по причине коррозии внутренней и внешней	Отключение трубопровода; определение аварийного свища; освобождение трубопровода от продукта; вырезка катушки; вварка новой, контроль сварных швов радиографированием; замена изоляции
Негерметичность запорной арматуры	Проверка работоспособности арматуры; выявление причин дефекта; устранение дефекта, при необходимости, замена арматуры
Потеря герметичности трубопровода от внешних механических воздействий	Отключение трубопровода; определение места утечки; ликвидация дефекта и последствий аварии
Потеря пропускной способности трубопровода	Ликвидация потери пропускной способности с помощью пропуска подогретой до температуры не выше 60 °С нефти

Техническое расследование причин аварий производится на основании «Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору», утвержденного Приказом Ростехнадзора № 480 от 19.08.2011 г.

В случае необходимости могут быть привлечены сторонние организации, с которыми ООО «Иркутская нефтяная компания» заключило договор.

Все отказы на трубопроводах подлежат отдельному расследованию и учету. Назначается действующая комиссия в составе председателя (ведущего технолога), механика цеха, мастера участка. Комиссия устанавливает причины аварии, конкретных виновников, намечает необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем. По окончании расследования необходимо составить, подписать и утвердить акт в двух экземплярах согласно положению.

Все отказы необходимо зарегистрировать в журналах учета отказов трубопроводов в течение 24 часов с момента их возникновения.

Аварийный запас труб и материалов для проектируемых трубопроводов входят в состав аварийного запаса для месторождений и хранятся на складе.

#### **7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.**

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые,

нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

1. Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 26 декабря 2005 г.).

2. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.
3. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изменениями и дополнениями, вступившими в силу с 13.04.2014 г.).
4. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08624-03.
5. Инструкции по технике безопасности предприятия.
6. ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда».
7. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП 21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.
8. Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 24.01.1998 г, от 27.12.2000 г.).
9. Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.

На месторождении действует вахтовый метод работы с организацией работ в непрерывном режиме. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников. Основные положения этого метода: продолжительность вахты, режимы труда и отдыха, гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом, регламентированы главой 47 Трудового Кодекса РФ. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность работ по времени – не более 160 часов в месяц. Режим работы персонала – посменный, количество смен – 2, смена – 12 часов в сутки. Началом отсчета рабочего времени смен является 8 и 20 час соответственно. Продолжительность вахты составляет 15 календарных дней.

Дежурный персонал несет круглосуточное дежурство. Режим работы дежурного персонала – посменный, количество смен – 2, смена – 12 часов в сутки. Продолжительность рабочей смены (при вахтовом методе работы) не превышает 12 часов.

Административно-управленческий персонал работает в одну смену. Продолжительность рабочей смены 8 часов.

Обслуживание промысловых трубопроводов проводится в дневную смену продолжительностью 11 часов.

Регламентированные перерывы продолжительностью 30 минут устраиваются через 1 – 2 часа после начала смены и через 2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 40 минут. Конкретная продолжительность такого перерыва устанавливается правилами внутреннего трудового распорядка.

График учитывает установленную законом продолжительность рабочего времени на учетный период (40 часов в неделю) и соответствует режиму производственного процесса.

В графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту туда и обратно. Часы переработки рабочего времени в пределах графика на вахте в соответствии со статьей 301 Трудового кодекса Российской Федерации № 197-ФЗ накапливаются в течение календарного года и суммируются до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха. Неиспользованное время междувахтового отдыха присоединяется к очередному отпуску работников.

В выходные и праздничные дни в структурных подразделениях, в аппарате управления может вводиться дежурство для бесперебойного разрешения текущих неотложных вопросов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведя анализ методов диагностики, выявив преимущества и недостатки рассмотренных методов, можно сделать вывод: что для трубопроводов, проложенных в кожухе диагностику рабочего трубопровода следует проводить ВТД, а кожух диагностировать акустико-эмиссионным методом.

Произведен анализ нагрузок, возникающих в трубопроводах, проложенных в кожухе. Произведен расчет толщины стенки защитного кожуха на переходе трубопровода через автодорогу, расчет на прочность и устойчивость.

Рассчитанная толщина стенки-9мм и материал трубы защитного футляра удовлетворяют условиям прочности и деформации в продольном направлении.

Произведен расчет остаточного срока службы изоляционного покрытия-7лет, остаточного срока службы по пластичности металла-17лет, остаточного ресурса по изменению ударной вязкости-15лет, остаточного срока службы при наличии язвенной (питтинговой) коррозии-35лет. Если считать, что способы определения остаточных сроков службы трубопровода и изоляционного покрытия достаточно надежны, то на основании выполненного комплексного расчета ресурса своевременные профилактические мероприятия, направленные на обеспечение безопасной эксплуатации трубопровода, следует принимать в последовательности:

- 1) ремонт изоляции или интенсификация ЭХЗ;
- 2) замена труб, исчерпавших запас по пластичности (с недостаточной ударной вязкостью);
- 3) замена труб, исчерпавших запас по пластичности (с недостаточной пластичностью);
- 4) ремонт участка, поврежденного язвенной коррозией;

## Список литературы

1. Биргер И.А. Б64 Техническая диагностика - М.: «Машиностроение», 1978—240,0., ил. — (Надежность и качество)
2. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы
3. СП 111-34-96. Очистка полости и испытание газопроводов
4. ГОСТ 25225-82. Контроль неразрушающий. Швы сварных соединений трубопроводов. Магнитографический метод
5. ГОСТ Р 52727-2007. Техническая диагностика. Акустико-эмиссионная диагностика. Общие требования.
6. РД 34.10.130-96. Инструкция по визуальному измерительному контролю
7. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
8. ГОСТ Р 54907-2012 Техническое диагностирование. Основные положения.
9. РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов
10. РД 03-348-00 Методические указания по магнитной дефектоскопии
11. СП 111-34-96. Очистка полости и испытание газопроводов
12. РД 03-299-99 Требования к акустико-эмиссионной аппаратуре, используемой для контроля опасных производственных объектов
13. СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов
14. Алиев Р. А., Немудров А. Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1988.
15. СТО Газпром 9.2-002-2009 Защита от коррозии. Электрохимическая защита от коррозии. Основные требования.
16. Халимов А.Г. Техническая диагностика и оценка ресурса трубопроводов и аппаратов Алма-Ата : Наука. 2001. 410 с.



- 17.СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты
18. Галиуллин З.Т. Переиспытание и комплексное обследование магистральных газопроводов, подверженных стресс-коррозии // ОИ Сер. : Транспорт и подземное хранение газа. М. : ИРЦ Газпром, 1996. 35 с.
- 19.ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.
- 20.ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
- 21.СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве.
22. Гетман А.Ф. Неразрушающий контроль и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов давления. СПб : Изд.дом«Питер»,2001. 288 с.
23. Киченко С.Б. Метод оценки степени опасности локальных дефектов на поверхности трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2001. № 6. С. 9—11.
- 24.Мясников В.А. Оценка параметров конструктивной надежности длительно эксплуатируемых трубопроводов Западной Сибири : автореф. ... канд. техн. наук. — Тюмень : Изд-во «Нефтегазовый университет», 2004. 35 с.
- 25.Технические средства диагностирования. Справочник. Под общей ред. В. В. Ключева. - М.: Машиностроение, 1989. - 672 с.
- 26.Коллакот Р. Диагностика повреждений. - М.: Мир, 1989. - 512с.
27. Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов. РД 12-411-01. - М.: Госгортехнадзор России, НТЦ "Промышленная безопасность". - 2001. - 116 с.

**Приложение А**  
(справочное)

**Development of diagnostic methods and models for forecasting the condition of pipelines**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Кириллов В.И		

Консультант отделения \_\_\_\_\_ (аббревиатура отделения) \_\_\_\_\_ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рудаченко А.В	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения \_\_\_\_\_ (аббревиатура отделения) \_\_\_\_\_ :

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

Gas transportation networks constitute large metal infrastructure crossing several Countries. The initial characteristics of the pipes are defined by specifications, which depend on the use as well as on the place and time of their production; see, e.g. [1–3]. During their lifetime, gas pipelines are exposed to demanding working conditions and aggressive media. Pipe aging increases the risk of fracture and the possibility of significant economic losses and severe environmental consequences [4–7]. The problem is particularly relevant for large networks of long-term exploited pipelines, like in the Ukrainian situation [8]. The actual safety margins of the gas transportation systems rely on a number of factors that evolve with time and include the mechanical properties of the pipelines. Their failure in operation can be prevented by continuous monitoring in order to evidence the onset of any possible damage. Visual inspection and ultrasonic measurements are exploited to detect the formation and eventual propagation of localized faults [9] while the mechanical testing of samples worked out of the pipe wall evidences in-bulk degradation phenomena like material embrittlement, particularly critical for gas transportation for the induced danger of bursts and explosions [10]. Material characterization is usually carried out according to standardized procedures, which often refer to samples that require time consuming expensive machining [5–7]. However, nowadays diagnostic analysis of metal structures relies on faster and cheaper non-destructive approaches like instrumented indentation tests [11]. In due conditions, laboratory methods can be transferred to the field and return yield limits and strength parameters in a reliable manner [12–14]. Toughness is not clearly reflected by indentation tests. Nevertheless, a significant correlation between the evolution of several mechanical properties has been often evidenced in metals. In particular, ductility reduction is usually accompanied by material hardening. In recent experimental studies, alternative testing protocols have been applied to pipeline steels of diverse composition and in different states (as received, mechanically hardened, thermally treated and in-laboratory degraded). Indentation tests have been considered at different scales, seeking for the best compromise between the maneuverability of the equipment and the

representativeness of the experimental output. The main results obtained so far are presented in [15–17]. This investigation complements the former work carried out in this diagnostic context and provides some further insight on the still open issues of the ongoing research activities.

## **2. Materials and methods**

Low-alloyed 17H1S (Ukrainian grade, 0.17C-1Mn-0.5Si) and X70 pipeline steels have been considered in the present study. Material samples have been extracted from pipes of 1020mm diameter and 17.0mm wall thickness and 1420mm diameter and 15.6mm wall thickness, respectively. The different production technology of these components is reflected by the microstructure visualized in Fig. 1. In their longitudinal direction, both pipeline steels present pearlite and ferrite rich areas organized in bands as shown in Fig. 1. The lower carbon content X70 steel is characterized by pearlite bands of smaller thickness. Cylindrical specimens with threaded grips, gage section 4.9mm diameter and 20mm length, have been machined conforming to GOST 1497-84 procedures [18]. The samples have been subjected to uniaxial tensile test according to ISO 6892-1 standards [19] in the as-received condition and after artificial deformation aging produced by an initial preload within the plastic range (roughly, at 3% overall elongation) followed by heating at 250°C for 1h. The treatment of the steel samples under elevated temperature causes diffusion of carbon and nitrogen atoms in the metal and dislocations pinning. As a result of this process, the movement of dislocations hinders and metal hardening takes place. Similar phenomena induced by the exposure to high temperature take for instance place during the repair of pipe insulation coatings, as well as in the pipe portions placed behind compressor stations. The same effects may be produced also at ambient temperature during long-term operation of pipelines. The steel samples lead to failure by uniaxial load have been sectioned and lapped to produce flat surfaces suitable to instrumented indentation. This procedure was implemented to permit a direct comparison between the two testing procedures of the materials, which were extracted from the pipes and may therefore present an inhomogeneous distribution of mechanical

properties. This was particularly the case of the components made of 17H1S steel. A sphero-conical Rockwell tip [20] has been pressed against the material to be investigated, in positions far from the zone where inelastic strain localized, preceding the specimen failure in the former tensile tests. The penetration depth of the tip has been registered while the maximum (200N) force has been progressively reached and hold on for 10s before unloading.

### **3. Experimental and numerical results**

The curves drawn in Figs. 2 and 3 represent the main results of the tensile tests performed on 17H1S and X70 steel specimens in the as received and aged conditions. The repetitiveness of the uniaxial stress-strain nominal curves confirms the reliability of this output. The mean values of the most significant material parameters are summarized in Table 1, which evidences the variations induced by the thermomechanical treatment. In all cases, the elastic modulus remains almost unaltered while the initial yield limit increases significantly, of about 20% and 30% for 17H1S and X70 steels respectively. The embrittlement of X70 steel is reflected by more than 35% reduction of the elongation at failure while the material strength increases of about 15%. On the contrary, 17H1S samples exhibit only slight (about 5%) changes of these characteristics. The main features of the tensile experiments are reflected by the output of the indentation tests performed on 17H1S and X70 steel samples and represented in Figs. 4 and 5, respectively. The maximum penetration depth in the two cases is about 70 $\mu$ m. The schematization of the Rockwell tip as a cone with 120° opening angle indicates that the circular projected area of the surface in contact with the tested samples has a diameter of about 250 $\mu$ m, much larger than the characteristic dimensions of the microstructure shown in Fig. 1. Thus, the response of the steel portion affected by indentation can be considered as representative of the overall bulk material. In the case of 17H1S metal, the curves concerning the initial state (Fig. 4, thick lines) and the aged condition (thin lines) are almost overlapping and practically indistinguishable. On the contrary, the penetration depth of the indenter tip into the X70 steel is systematically reduced by the

thermo-mechanical treatment, see Fig. 5.

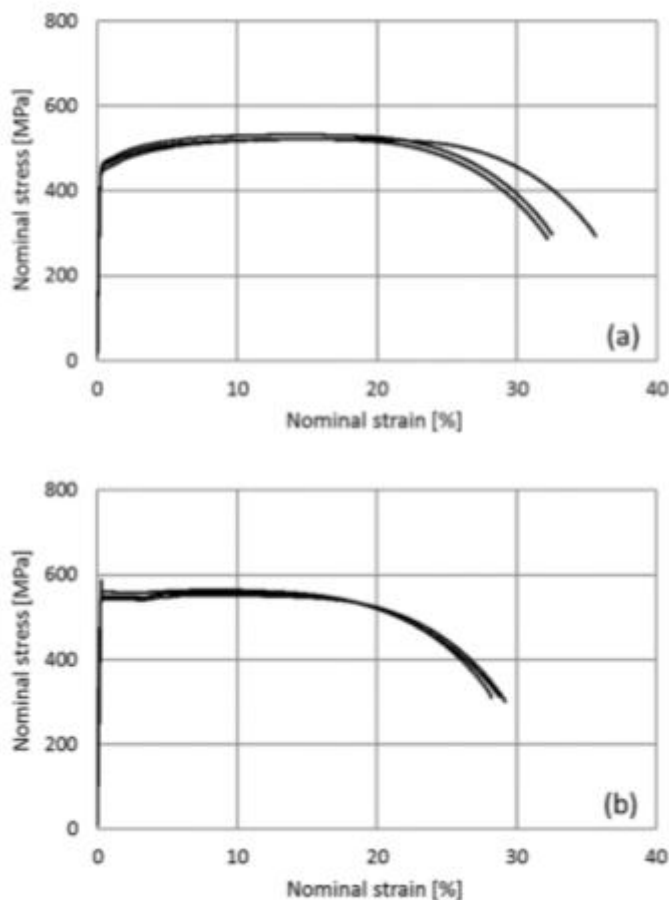


Fig.2. Uniaxial stress-strain curves obtained from the tensile testing of three 17H1S steel samples in the initial state (a) and after artificial aging (b).

#### 4. Discussion

Samples of 17H1S and X70 pipeline steel have been subjected to uniaxial tensile loading and to indentation test in the as-received and artificially aged states. The rather repetitive stress-strain curves recovered from tensile test evidence the common and distinctive features of the response of these materials and their different susceptibility to the thermo-mechanical treatments. In particular, both materials exhibit ultimate strength almost coinciding with the initial yield limit (that is, see Table 1, unit ratio  $\sigma_y/\sigma_u$ ) in the treated state while their initial hardening curves are rather distinct. A significant reduction of the material ductility accompanied by a consistent increase of the overall strength is exhibited by X70. These characteristics are reflected by the indentation curves visualized in Fig. 5. Despite some dispersion, the penetration depth of the indenter tip into the aged material is

systematically lower than that obtained in the as-received condition, consistently with the hardening induced by the artificial deformation aging. Similar results were obtained for X60 steel in a former investigation [17]. The uniaxial response of 17H1S specimens is not affected by the thermo-mechanical treatment as much as X70 samples. The indentation curves concerning 17H1S pipeline steel are rather repetitive and almost coincident independently of the investigated material state. The present indentation results conform with those reported in [17] although the mechanical characteristics (in particular, the yield limit and the elongation at failure) determined by Zvirko et al. [15] on samples extracted from different pipes made of 17H1S steel are rather different from those obtained in the present work. The results obtained so far suggest that the indentation curves concerning 17H1S, X60 and X70 steel in different states are almost insensitive to the variations of the yield limits of the considered metals while they clearly reflect the change of the ultimate tensile strength, which is high for X70 after artificial deformation aging. Some material characteristics could have been influenced by the small size of the samples obtained by the sectioning and the machining of the tensile specimens. However, the procedure adopted in the present work should permit a direct comparison between the mechanical properties recovered from tensile and indentation tests of pipe portions, which may present inhomogeneous characteristics. This was particularly the case of 17H1S steel.

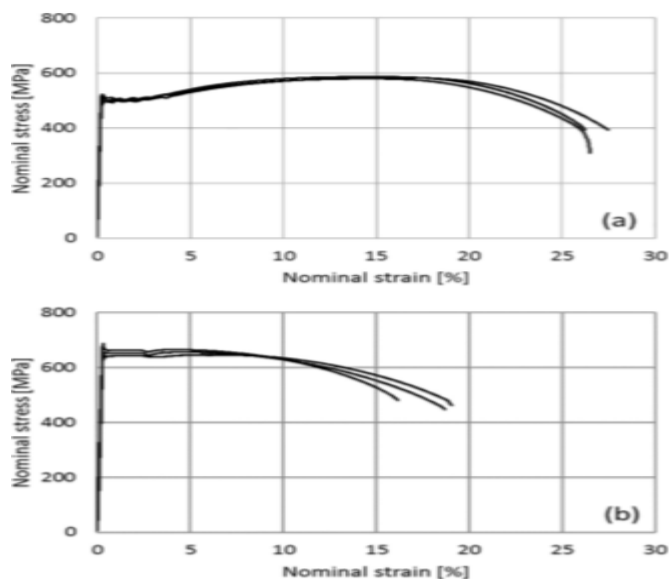


Fig. 3. Uniaxial stress-strain curves obtained from the tensile testing of three X70 steel samples in the initial state (a) and after artificial aging (b).

### 5. Closing remarks

The diagnostic analysis of exercises pipelines can rely on a non-destructive approach based on indentation tests carried out at relatively low load level, to be potentially performed directly on the components with relatively manageable tools. This methodology reflects the significant increase of the material strength, which is associated to the consistent ductility reduction of X-grade steel in artificially aged conditions, and the small susceptibility of 17H1S steel to the same thermo-mechanical treatment. This preliminary conclusion needs to be confirmed or invalidated by further studies to be carried out on larger and less manipulated material samples.

### Acknowledgements

This research has been carried out within the SPS G5055 project “Development of Novel Methods for the Prevention of Pipeline Failures with Security Implications”. The financial support by the NATO Science for Peace and Security program is gratefully acknowledged

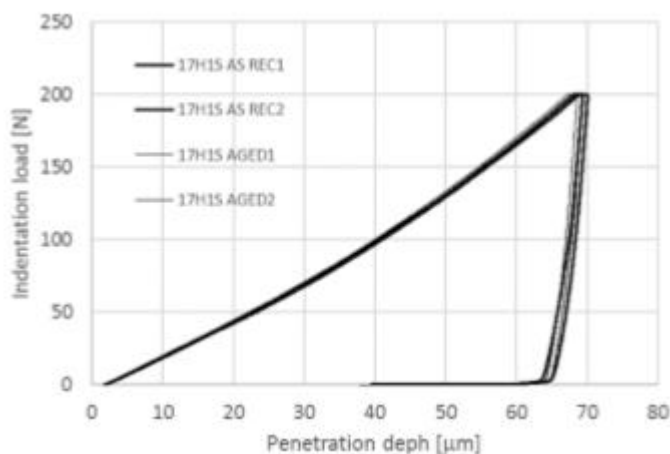


Fig. 4. Indentation curves relevant to 17H1S steel in the as-received (thick lines) and artificially aged (thin lines) state.



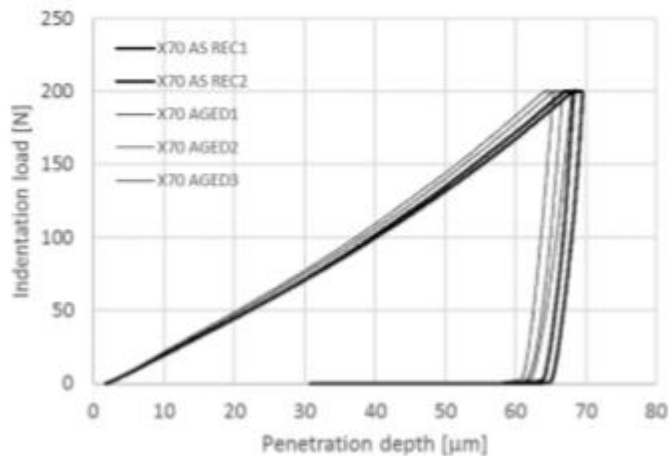


Fig. 5. Indentation curves relevant to X70 steel in the as-received (thick lines) and artificially aged (thin lines) state.

The operation expenditures in the field of petroleum and gas transportation constitute a fifth of the ultimate production cost and are quite comparable to profits. Maintaining appropriate technical conditions is crucial for the reduction of operating expenditures. It is recommended to diagnose new faults of a compressor station, the entire ground gas pipeline or parts thereof by expert inspection in accordance with normative certification documents. Detecting excess vibration allows to reduce maintenance efforts and prolong service life. Identification of its cause by expert inspection helps prevent equipment damage. The frequency analysis helps identify faults and allows to determine the "between-repairs interval", to develop methods for prevention of faults, to evaluate the quality of

repair technology. This considerably reduces the probability of unexpected damage. It is therefore possible to determine the condition of equipment and carry out maintenance by increasing some parameters while inspecting such equipment to register the approved protocol. Equipping the maintenance service facilities with vibration control systems has a number of advantages: x Data collected during operation allows to plan and implement maintenance service and repair without stopping the equipment; x Equipment downtime for maintenance and repair cost are reduced thanks to timely identification of faults; x Statistically, 2 to 10 percent of new parts have manufacturing faults; therefore, high quality repair and equipment installation requires immediate post-repair vibration tests; x Timely

repair per operating specifications allows to avoid stopping the operating cycle and reduce unplanned expenditures; x The labor protection indexes are improved, while enterprises avoid violating terms and conditions of use; x Vibration increases are avoided, helping save the resources; The documented parameters of equipment vibration during operation provide evidence for arbitration in case the designer, the manufacturer(s), the assembler(s) and maintenance worker(s) express their dissatisfaction.

## 2. Dynamic model

As an instance of equipment maintenance based on the technical status of efficiency evaluation using the vibration methods for certification and result registration, we can analyze some faults of ground GFP pipelines (Fig. 1). The effects of damage on dynamic loads have been calculated with the help of computer program STARDYNE. This software uses the finite-element method and allows to carry out experimental modal analysis of the system [13]. The finite-element model of the output pipelines is shown in Fig. 2. Some of the vibration parameters are usually used as a criterion for the technical evaluation of gas pipelines and their supports when developing operational standard monitoring. Some of faults result in an incalculable pattern, changes in the rigidity values that can be amalgamated in a value like equivalent rigidity. The selection of support rigidity is characterized by breaking the non-linear response to pipeline vibrations and aerodynamic pulsations. The vibrations frequency exceeds tolerance values for such faults. In our case, all supports of output pipelines were 2-4 times the tolerable levels (Tables 1 & 2).

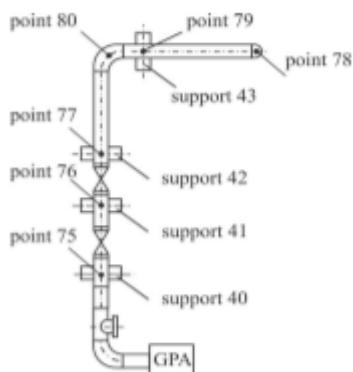


Fig. 1. Output pipeline

The tolerance value is characterized by vibration velocity mean square ( 7 mm/sec). The vibration amplitude is inversely proportional to the dynamic rigidity and leads to an essential reduction of the resonance frequency. The modal analysis of the finite-element model has been executed to obtain the resonance frequencies. The 70 eigenvectors and eigenvalues have been calculated for this system. The experimental vibration velocities have been recognized as input effects. The vibration velocities have been recorded by tape recorder while carrying out expert inspection for registration certification. Most energetic modal contributions are presented in Table 3. In the modal form, one of the most energetic modal contributions is shown in Fig. 3. The stresses of the most loaded elements of the pipelines have been calculated using the STARDYNE program. The residual resources of the GFP have been estimated using obtained element stresses.

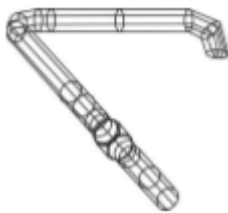


Fig. 2. Finite-element model

### 3. The pipelines diagnosis

Supports have different rigidities in vertical horizontal and transversal directions. This variety results in an essential variability of frequency indicators in these directions. Therefore, the spectra and parameters of asymmetric vibration are informative indicators of some fault types. For supports of nonlinear rigidity, impact force and response are not proportional, and that is why vibrations can have complicated spectra containing various harmonics and subharmonics of the rotation speed, noise, hum, and occasionally, other frequency components (Figs. 4-5). A comparison of vertical and horizontal vibrations shows that the ratio of such vibrations exceeds 4, which excludes low-rigidity support in one of the directions and results in equipment being damaged. One of the most informative indicators of insufficient support rigidity is an altering level of vibration and phase at the cross-border of faulty and non-faulty sections. If supports are undamaged, vibration is

reduced gradually without sharp amplitude alterations or peak phases. Reduced support rigidity reveals increased vibration of supports or parts of the gas pipeline (Figs. 4-5). The high harmonic activity, high level of the noise component and subharmonics are characterized by vibration spectra density under reduced rigidity (Figs. 4-5).

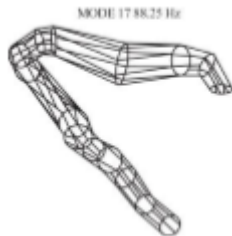


Fig. 3. Model shape of the most energetic modes (MODE 17 - 88,25 Hz)

Fault evaluation is possible where a fault reaches such an extent that its power becomes comparable to the power of the accurately measured spectrum peaks. This paper presents a method for the identification of emerging cracks in a welded structure. The essence of the method consists in the comparison of determined indicators of a random vibration signal process received by Fourier analysis and wavelet analysis, [4-7]. The following operations were carried out by using a multichannel synchronous recorder and the Atlant software: the registration of a vibration signal and the transformation thereof into a digital code at a specified temporal interval with the chosen sampling interval. Fixation of a pipeline section fault in cross-section 75, where the destructible welded joint is enlarged, is shown in Fig. 7 on channel 1 at 10% and in Fig. 6 channel 3 (20%). The experimental measurements of the vibration parameters were carried out by means of Bruel & Kjaer equipment, accelerometers 4370 and preamplifiers 2635. The comparison of power spectra signal properties in two operating modes by the correlation coefficient has shown that these criteria are not applicable for early identification of cracks by power spectra. Small cracks affect neither their own frequencies nor the first main forms in the structure.

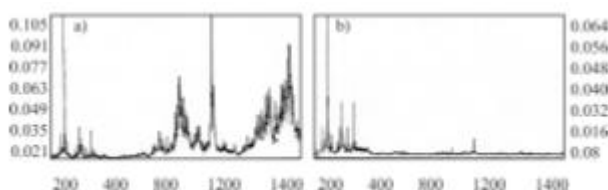


Fig. 4. Vibrovelocity spectrum point 75 (vertical direction (a), transversal direction (b))

The characteristic frequencies are well observable in the obtained spectra. It has proven effective to link the simultaneous emergence of signals both in temporal and in frequency areas for the purpose of fault detection. Preliminary analysis of the results of Fourier transformation enables a reasonable selection of vibration signal length, frequency bandwidth, wavelet type, and wavelet transformation central frequency. An excessive increase of the sampling frequency is undesirable as it can make samples too large and complicate further calculus based on wavelet transformations. The results of the wavelet analysis of these signals show that the primary harmonics remain stable throughout the entire temporal interval. Depending on cracks, we have harmonics of the highest order, the amplitude of which changes over time.

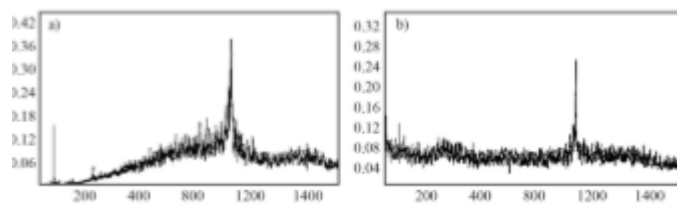


Fig. 5. Vibrovelocity spectrum point 75 (a), support 40 (b), horizontal direction

The results of continuous wavelet analysis are evaluated by wavelet spectrum (scalogram). Thus, we obtain a scale-based distribution of signal energy. The maxima of the allocated skeletons will define the temporal shifts where the shifts take place for this or that harmonic. The available crests allow to determine the time dependency of the instantaneous frequency of each harmonic. It is better to use the amplitude method for the allotment of crests. The image of wavelet spectra makes it clear there is a variable-scale periodicity contained in the analyzed dependencies. At the same time, there are frequency components that do not match their own frequencies (Figure 6-7). Thus, Fourier and wavelet spectrograms supplement each other; as the formal helps find out harmonious components in the analyzed signals, and the latter allows to localize harmonics on

the timeline. The in-field application of this method helps reduce inspection time thanks to prior identification of sections which require special attention.

**Control valves** The purpose of control valves, in contrast to the other valve groups, is to create head losses and thereby regulate the flow in the pipework system. The choice of valve is therefore made on the basis of entirely different criteria than for isolating or non-return valves. The principal requirements of a control valve are based upon its regulating characteristics. These characteristics are also dependent upon the interaction between the pump, control valves, pipe system and other control equipment. The valve can only regulate flow by increasing the liquid velocity locally to create a high pressure drop. The capability of the valve to regulate ceases when the pressure drop across the valve approaches zero. If it is required to sustain regulation capability even at  $Q_{max}$ , maximum flow in the proposed process, the valve must have an available pressure drop at that flow which is somewhat greater than that for the fully open valve position. Control valves are sized so that they are never fully open or closed; a 10% margin of travel at each end of the stroke is a minimum safety margin.

Devices for obtaining a minimum flow A minimum pump flow at  $Q = 0$  in the system can be maintained by introducing a by-pass line into the system. The return line should return the liquid to the pump sump in order that a large liquid volume should be available if circulation pumping is protracted. The by-pass flow can be controlled in various ways: sensor after the pump In cases applying constant throttling, such as an orifice plate or locked needle valve, a certain flow will pass through the by-pass pipe even at  $Q_{max}$  in the main line and should then be added to  $Q_{max}$  when defining the pump size. A loaded non-return valve or pressure sensor requires a stable pump curve whose differential head falls continuously as pump flow increases. 151 In the case of positive displacement pumps a relief valve or other overpressure protection device must always be provided as protection against blockage in the discharge line. Flow regulation cannot be carried out by throttling in the main line. Regulation of fixed speed pumps is usually by means of a by-pass line. Other alternatives are speed regulation and variable displacement.

Pressure drop across valves General For pump installations which use valves as a means of controlling the flow, the pressure drop across the valves may constitute a considerable proportion of the piping system head losses. The system curve which is the basis for the determination of the required differential head for the pump, cannot be defined with sufficient accuracy if the pressure drop across the valves, particularly control valves, is not considered. The following considerations apply to the choice of valves and the pressure drop across the valves for the purpose of determining the required pump performance.

Isolating valves Isolating valves are those valves which are intended to be either fully open or fully closed. Isolating or stop valves are installed in an installation in order to make components accessible for service; to direct flow in another direction and for other similar functions. The key requirements of an isolating valve are low pressure drop in the open position and good leak-free sealing in the shut position. The most reliable method, however, is to obtain the value of the loss coefficient;~ or flow coefficient  $K_v$  from the valve manufacturer.

Non-return valves Non-return or check valves are installed in a pipe system in order to prevent the reverse flow of liquids. There are many different types of non-return valves available, and it is normal to select the one which gives least pressure drop. In some cases it is necessary to have exceptionally fast-closing check valves. These are biased, by means of spring loading for example, and give rise to large pressure The other main group of protection equipment is intended to eliminate water hammer at a somewhat later stage of the transient process. Negative pressure, with the associated cavitation risks can be avoided by placing a surge tank at critical points. In the event of negative pressure, liquid flows from the tank into the pipeline. The tank is refilled during normal operation via a separate level controlled filling line. An alternative method is to let air into the pipeline when the pressure falls below atmospheric pressure. The pipeline must be vented, however, prior to restarting. In installations having large static delivery heads it is often the excess pressures which occur upon reversal of the liquid column and in bringing it to rest, which are most critical. These pressures can be reduced with the aid of control valves. In order not to amplify the initial pressure wave, the negative

pressure wave, the controlled by-pass valve remains closed, in principle, until the flow at the pump is reversed. It then opens rapidly, thereby relieving pressure in the pipeline and finally it closes slowly. 150 The controlled valve in the main line should remain open until the flow at the pump reverses. It then closes rapidly to its optimum position, ideally to retard the reversed flow with optimum distribution of pressure drop between the pump and valve. Pump reverse rotation can be prevented by means of a reverse running clutch. The reversed pump flow is then retarded more smoothly and the pressure surge is dampened. The risk of reverse overspeed is eliminated. Apart from the pure pressure surge dampening characteristics, the choice of protection equipment is also affected by other factors; for example, liquid characteristics, construction, maintenance and procurement costs. Each case must be judged on its own merits as to the most suitable choice. During normal operation the air pressure in the air chamber is equal to the pump delivery head. When pumping stops liquid flows out of the air chamber and the air pressure reduces. The greater the volume of air the smoother the process. The system can be suitably dampened by throttling the chamber at the flow inlet. A disadvantage with the air chamber is the need to provide a compressor to replace the air which is dissolved in the liquid and carried away in the pipeline. This may still be considerably cheaper than building a much taller water column. The problem of air dissolution in the water can be greatly reduced by using a proprietary surge arrester which uses a nitrogen charge stored within an elastomer envelope. Direct contact of gas and water is eliminated. The elastomer envelope is not 100% gas tight and a very small gas loss is experienced. The gas volume can be topped up as necessary during routine maintenance. The retardation of the pump rotor is also affected by the moment of inertia of the rotating parts. By fitting the pump with a flywheel (Figure 5) it is possible to prolong the run-down time. The method is most effective for high speed pumps and moderate pipe sizes. A disadvantage is increased starting difficulties. The starting problems can be alleviated by using modern soft starters. Variable speed pumps should not have starting problems.



A three-phase finite element model for freezing soils has been applied to the artificial ground freezing process during tunneling. In the model, the soil particles, the pore water and the pore ice are included as individual and 132 interacting phases, allowing to capture the most relevant couplings between the phase transition associated with latent heat effect, and the liquid transport within the pores. It has been shown, that the presence of ground water flow has a considerable influence on the formation of a closed and stable arch of frozen ground. The numerical model was integrated within an optimization algorithm using the Ant Colony Optimization (ACO) technique to optimize the freezing process by finding the optimal positions of the freeze pipes in the presence of seepage flow. Instead of explicitly optimizing the positions of all pipes, the placement of the freeze pipes is represented in terms of two parameterized distribution functions. Based on this parameterization, the proposed ant colony algorithm has been proven as very effective in obtaining an optimized arrangement of freeze pipes for different seepage velocities. Compared to alternative optimization methods, it has the advantage that pheromone trails represent the collective memory of the entire colony during successive iterations, i.e. the complete history is stored, which continuously improves future search. The presented numerical application of the multiphase model together with the ACO method to a soil freezing operation for a tunnel has shown the efficiency of the proposed numerical method in reducing significantly the freezing time and hence the energy consumption as compared to an equal spacing of freeze pipes. As demonstrated in the simulation example, in the presence of groundwater flow of 1.0 m/d, the time required to form a closed frozen arch with a required thickness of 1.5 m could be reduced from more than 50 days to only 10 days by an optimized arrangement of the freeze pipes. It was further demonstrated, that even for above-critical seepage flow, above which a thermal equilibrium state has been reached and hence the required frozen arch cannot be achieved with an equally spaced pipe arrangement, a stable closed arch can be formed by optimizing the location of the freeze pipes. It has also been shown, that in cases of small seepage velocities (i.e.  $v_L \leq 0.5$  m/d), the optimized pipe

arrangement 133 will lead to an even shorter freezing time than required for an equally spaced arrangement without any seepage flow. In other words, with optimized pipe arrangement, seepage flow with small velocity can even play a positive role in promoting the heat conduction process during freezing whereas in the presence of larger magnitudes of seepage flow, the opposite is the case. Based upon these results, it is concluded that the proposed combination of a multiphase finite element model and an efficient evolutionary optimization method such as the ACO method allows to substantially reduce energy consumption for ground freezing operations in geotechnical engineering.

The pheromone update follows an algorithm denoted as Ant System. Variants of the original Ant System algorithm proposed by Dorigo et al. [13], are the Max-Min Ant System and the Ant Colony System [10,44]. In the Ant System, the pheromone values are updated at the end of the iteration by all ants in that iteration. In the Max-Min Ant System only the “best ants”, representing the best solutions, will update the pheromone trails. The respective pheromone values are bounded. The definition of “best ants” is subjected to the designer decision; it can be considered as the best ant in the current iteration or the best ant since the start of the algorithm or a combination of both. Ant colony algorithms were originally employed for discrete optimization. However, different attempts were developed to tackle continuous domains [42]. In this paper, a new approach is used to calculate the additional pheromones in a manner that suits the continuous domain. The amount of added pheromone depends on the quality of the solution which can be evaluated using a fitness function or a scaled fitness function. Such an evaluation, however, often has the problem that the presence of extreme fit values will dominate the added levels of pheromones, which may lead to a premature convergence. Therefore, in the proposed ACO algorithm, the solution is evaluated using ranking of the objective function to overcome the premature convergence problem associated with raw fitness and scaled fitness. A predefined number of best ants are stored and sorted according to their rank. The ranking is assessed with natural numbers starting with rank one for the worst solution to the highest rank for

the best solution. The incremental rankbased pheromone added to the corresponding discrete solution component reduces the algorithm efficiency and the ability to converge. To overcome this problem, it is proposed that each ant deposits the additional pheromone not only on the selected edge but also to the adjacent edges according to a normal distribution. The standard deviation ( $\delta$ ) is an input variable assigned by the user and the mean is taken as the position of the solution component  $C_{ij}$  selected by the best ants.