

**VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA OPTIMIZAR LA CONFIABILIDAD  
DE LA TUBERÍA HDPE DEL SISTEMA CONTRA INCENDIO DEL CPF CUSIANA  
BASADO EN LA PROYECCIÓN FUTURA DE LA PLANTA**

**JUSSEIN MORAD TOCORA  
MARIA ALEJANDRA SANABRIA BARRERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2020**

**VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA OPTIMIZAR LA CONFIABILIDAD  
DE LA TUBERÍA HDPE DEL SISTEMA CONTRA INCENDIO DEL CPF CUSIANA  
BASADO EN LA PROYECCIÓN FUTURA DE LA PLANTA**

**JUSSEIN MORAD TOCORA  
MARIA ALEJANDRA SANABRIA BARRERA**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN  
GERENCIA DE MANTENIMIENTO**

**DIRECTOR  
VLADIMIR SUAREZ BUSTACARA  
ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
BUCARAMANGA**

**2020**

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	11
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	12
2. OBJETIVOS.....	13
2.1 OBJETIVO GENERAL .....	13
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	13
3. JUSTIFICACIÓN .....	14
4. MARCO CONCEPTUAL .....	15
4.1. CAMPO CUSIANA .....	15
4.1.1. Historia.....	16
4.1.2. Los Contratos. ....	17
4.1.3. Geología del Campo. ....	18
4.1.4. Estado actual del CPF Cusiana.....	19
4.2. TUBERÍAS POLÍMERO HDPE Y SUS PROPIEDADES .....	21
4.2.1 Métodos de Unión en Tubería HDPE .....	22
4.2.2 Fallas en Tubería de Plástico. ....	26
4.3 MANTENIMIENTO .....	28
4.3.1 Mantenimiento centrado en la Confiabilidad. ....	31
4.3.2 Etapas de un programa de RCM. ....	32
5.4 EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS .....	34
6. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN .....	36

6.1 ANTECEDENTES Y PREMISAS .....	36
6.2 HISTÓRICO DE FALLAS .....	37
6.2.1 Mecanismos de Falla Recurrentes. ....	40
6.2.2 Causas de Falla.....	42
6.2.3 Caracterización del modo de Falla. ....	43
6.2.4 Tratamiento de datos mediante Weibull. ....	45
6.3 IMPLEMENTACIÓN RCM PARA LA TUBERÍA HDPE.....	49
6.3.1 Taxonomía y Fronteras. ....	49
6.3.2 Definición de las funciones: .....	52
6.3.3 Hoja de RCM .....	53
6.3.4 Matriz de Riesgo.....	54
6.3.5 Diagrama de Decisiones .....	55
6.3.6 Mantenimiento según Norma NFPA 25.....	56
6.4 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN Y PROPUESTA ECONÓMICA.....	58
7. CONCLUSIONES .....	65
BIBLIOGRAFIA.....	66

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Tiempo entre fallas del CPF Cusiana en los últimos cinco años. ....	37
Tabla 2 Modos de Falla Tubería HDPE .....	41
Tabla 3 Confiabilidad en los últimos 5 años del SCI .....	45
Tabla 4 Regresión .....	46
Tabla 5 Resultados estadísticos.....	48
Tabla 6 Taxonomía en SAP de tubería SCI.....	50
Tabla 7 Alternativa 1 .....	59
Tabla 8 Alternativa 2 A.....	59
Tabla 9 Alternativa 2 B.....	60
Tabla 10 Alternativa 3 .....	61
Tabla 11 Alternativa 4. ....	62
Tabla 12 Costos de Mantenimiento, Alternativa 1. ....	63

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación campo Cusiana.....	15
Figura 2 Campo Cusiana .....	17
Figura 3 Diagramas esquemáticos de los campos Cusiana y Cupiagua. ....	19
Figura 4 Panorámica de Cusiana. ....	19
Figura 5 Ejemplo visual, método Termo fusión.....	23
Figura 6 Electro Fusión. ....	24
Figura 7 Ejemplo, Método Vitaulic.....	25
Figura 8 Descripción de los componentes del accesorio. ....	25
Figura 9 Expectativas de mantenimiento crecientes. ....	30
Figura 10 Patrones de Falla. ....	30
Figura 11 Técnicas de mantenimiento desarrolladas a través del tiempo.....	31
Figura 12 Visión general del proceso RCM. ....	33
Figura 13 Tendencia de fallas versus tiempo. ....	39
Figura 14 Fallas de 2016 a 2020 CPF Cusiana.....	40
Figura 15 Mecanismo de falla.....	41
Figura 16 Causa y Efecto SCI. ....	43
Figura 17 Junta termo fundida.....	44
Figura 18 Detalle en fisura sentido circunferencial. ....	44
Figura 19 Desconfiabilidad. ....	47
Figura 20 Confiabilidad versus tiempo. ....	48
Figura 21 Esquema, frontera de tubería enterrada en estudio. ....	51

Figura 22 Esquemático de tubería enterrada por áreas en Cusiana. ....	52
Figura 23 Funciones de tubería HDPE enterrada para CPF Cusiana. ....	52
Figura 24 Hoja RCM. ....	53
Figura 25 Matriz de riesgo con metodología RCM. ....	54
Figura 26 Diagrama de toma de decisiones. ....	55
Figura 27 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de tubería para SCI .....	56
Figura 28 Deficiencia crítica.....	58
Figura 29 Análisis de alternativas.....	62

## GLOSARIO

A0S1: Especificación de tubería HDPE enterrada para servicio de agua contra incendios.

CPF: Cusiana centro de producción y facilidades Cusiana.

GLP: Gas licuado de petróleo o LPG

HDPE: de las siglas en inglés *High Density Polyethylene* (Polietileno de Alta densidad).

MCC: Mantenimiento centrado en la confiabilidad.

MMSFCPD: Miles de millones de pies cúbicos estándar por día.

MTBF: *Mean Time Between Failures*.

NFPA: *National Fire Protection Association*

RCM: Mantenimiento centrado en la confiabilidad.

SCI: sistema contra incendios.

WELL PADS: Plataforma de pozos.

## RESUMEN

**TITULO\*:** VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA OPTIMIZAR LA CONFIABILIDAD DE LA TUBERÍA DEL SISTEMA CONTRA INCENDIO DEL CPF CUSIANA BASADO EN LA PROYECCIÓN FUTURA DE LA PLANTA.

**AUTORES:** JUSSEIN MORAD TOCORA, MARIA ALEJANDRA SANABRIA B\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Sistema Contra incendio, Soldadura, HDPE, Viabilidad técnico económica, Cusiana.

### DESCRIPCIÓN:

La finalidad de este proyecto se basa en el estudio técnico económico para identificar la mejor alternativa ante la problemática que se viene presentando en la tubería enterrada del sistema contra incendio del CPF Cusiana con las constantes y crecientes fallas en las juntas termofundidas. Dicho análisis consta de hacer un recorrido por la literatura referente a estudios de proyectos, historia general de mantenimiento, filosofía RCM y su metodología de acuerdo con las diversas normas. Con el desarrollo del proyecto y basados en la literatura referente a confiabilidad se vuelve más evidente el prototipo de falla que se viene presentando, en este caso mortalidad infantil que según los autores se presenta por un mal diseño del sistema, un mal procedimiento en el momento de la instalación o por una falla de calidad de la materia prima.

Finalmente se plantean cuatro posibles alternativas, todas ellas sustentadas desde el punto de vista económico y sumado a esto los requerimientos básicos que debe cumplir Ecopetrol para la seguridad de sus procesos, para este caso asegurar la funcionalidad del sistema contra incendios.

Cabe resaltar que a pesar de que es un problema actual, es un trabajo netamente académico el cual plasma nuestro punto de vista y muy seguramente se tendrá en cuenta para encontrar la solución definitiva a dicho problema.

---

\* Monografía de grado

\*\* Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: David Henrique Juliao Fortich.

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL- ECONOMIC VIABILITY TO OPTIMIZE THE RELIABILITY OF THE PIPING OF THE CUSIANA CPF SYSTEM FIRE WATER BASED ON THE FUTURE PROJECTION OF THE PLANT

**AUTHOR:** JUSSEIN MORAD TOCORA, MARIA ALEJANDRA SANABRIA B\*\*

**KEYWORDS:** Welding, HDPE, Economic technical viability, Cusiana

**CONTENTS:** The purpose of this project is based on the technical economic study to identify the best alternative to the problem that has been occurring in the buried pipe of the CPF Cusiana fire system with the constant and growing failures in the heat-fused joints. Said analysis consists of taking a tour of the literature regarding project studies, general maintenance history, RCM philosophy and its methodology in accordance with the various standards. With the development of the project and based on the literature regarding reliability, the prototype of failure that has been presenting becomes more evident, in this case infant mortality that according to the authors is presented by a bad design of the system, a bad procedure at the time of the installation or due to a quality failure of the raw material.

Finally, four possible alternatives are proposed, all of them supported from an economic point of view and added to this the basic requirements that Ecopetrol must meet for the safety of its processes, in this case ensuring the functionality of the fire protection system.

It should be noted that although it is a current problem, it is a purely academic work which reflects our point of view and will most certainly be taken into account to find the definitive solution to this problem.

---

\*Monograph

\*\*School of Physics and Mechanical Engineering. Specialization in Maintenance Management Direct by Engineer Vladimir Suarez Bustacara

## INTRODUCCIÓN

La importancia de la optimización tanto en los procesos como en lo orgánico es condición para una efectividad en los resultados esperados mediante un análisis técnico económico, el primero haciendo referencia a la necesidad de conocer la factibilidad operacional de una entre diferentes alternativas, y el segundo sirve para indicarnos la eficiencia en disminución en los costos a partir de métodos como el de costo-efectividad, el cual nos da criterio de decisión a la mejor opción, no sin antes hacer una recolección de información como contexto geográfico e histórico, y uso de herramientas computacionales para la elaboración de esta investigación, con fines de uso profesional y aplicativo en el área de interés como lo es el CPF Cusiana y su sistema contra incendio (SCI).

Para conocer la eficiencia del sistema contra incendio del CPF Cusiana se hará necesario conocer las fallas presentadas en la tubería desde los primeros años de su vida útil y si estas han sido reparadas con los requerimientos adecuados y exigidos, se determinará las implicaciones de cambiar en su totalidad una tubería por otra frente a otras opciones que implican diferentes materiales y métodos.

Para abordar este estudio, se revisó la normatividad que contiene los requisitos integrales para el mantenimiento del sistema para un máximo desempeño, como lo es la Norma NFPA 25, creada por una asociación sin ánimo de lucro que desarrolla códigos y normas de protección contra incendios y seguridad humana, con el fin de una adecuada inspección, prueba y mantenimiento de Sistemas Hidráulicos de Protección contra Incendios, al realizar la revisión respectiva se podrá luego de una objetiva obtención de datos las recomendaciones pertinentes como aporte a las situaciones encontradas y alternativas de solución a estas.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La red de contraincendios del CPF Cusiana, plantas de gas, planta de producción, bals de almacenamiento y Llenadero de GLP se diseñó como una red única para soportar los eventos de incendio que pudieran ocurrir en cualquiera de dichas áreas.

La red inicial o red de fase I se construyó en el año 1994 en tubería de acero especificación ASTM A53 Gr B sin costura de 6", 8" y 10" de diámetro, la red de fase II se construyó en el año 1997 tubería HPDE de 10", 12" y 14" de diámetro especificación de tubería A0S1.

La red de plantas de gas se conformó con 3 anillos de tubería en 6" y 8" de diámetro, que se conectan con líneas de 14" de fase 2, la red de contraincendios de área Llenadero, se construyó con tramos en tubería de acero (líneas superficiales) y HPDE (líneas enterradas).

En los últimos años se han acrecentado el número de fallas en la tubería HDPE del SCI, esto ocasionando sobre costos por las constantes reparaciones junto con una baja confiabilidad que afecta la seguridad del proceso, cosa que no debería estar pasando puesto que es un equipo crítico por su naturaleza y por norma se debe asegurar su disponibilidad al 100%.

En entrevista con operaciones se manifiesta la no evidencia de registros de aseguramiento de calidad durante el montaje de la tubería HDPE enterrada, tampoco existe una estrategia de mantenimiento definida.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo General**

Realizar un estudio de viabilidad técnico-económica por medio la herramienta costo-efectividad para permitir la optimización de la confiabilidad en la tubería HDPE del sistema contraincendios del CPF Cusiana basado en la proyección a futuro de la planta.

### **2.2 Objetivos Específicos**

- Recopilar históricos de fallas, últimas modificaciones realizadas a la tubería HDPE, datos de inspección, reparaciones en las áreas donde se presentaron las fallas durante el periodo comprendido desde el año 2003 hasta el año 2020 por medio del CMMS SAP.
- Evaluar los siguientes escenarios en términos financieros de viabilidad para elegir una alternativa adecuada: Cambio total de la tubería en HDPE enterrada, reparación parcial de la tubería en las juntas termofundidas llevando el sistema a falla teniendo en cuenta la vida útil remanente y finalmente el cambio del sistema de tubería aérea en acero al carbono.
- Sugerir un plan de mantenimiento en la condición actual basado bajo la premisa RCM de acuerdo a la norma NFPA 25.

### 3. JUSTIFICACIÓN

El sistema de CPF Cusiana se viene ampliando en los últimos años debido al cambio del *core* del negocio que inicialmente se dedicaba a la explotación de crudo y a hoy se dedica también a la explotación de gas. Lo cual ha llevado a la reorganización y expansión de la planta de acuerdo a las necesidades requeridas. En ese mismo contexto se ha realizado la expansión del sistema contra incendios (SCI) en varias fases con diferentes materiales y métodos.

Dado que gran parte de la construcción del SCI se realizó con tubería HDPE enterrada especificación A0S1 bajo la premisa que es una alternativa económica, de construcción rápida y fiable en la industria debido a su baja mantenibilidad y larga vida útil.

La tubería HDPE del SCI viene presentando un aumento significativo en el número de fallas en las juntas termofundidas en los últimos años, ocasionando una disminución de la confiabilidad del sistema, riesgo en la seguridad de proceso y aumento de costos de reparación no planeado.

Este proyecto tiene como finalidad plantear una solución definitiva al problema ante la baja confiabilidad del sistema desde el punto de vista técnico económico, planteando y analizando tres posibles escenarios.

## 4. MARCO CONCEPTUAL

### 4.1. CAMPO CUSIANA

Figura 1 Ubicación campo Cusiana.



Fuente: Google Maps

El campo Cusiana se encuentra ubicado en el piedemonte llanero al este de la cordillera de los Andes en Colombia, a 240 Km del noreste de Bogotá. Se encuentra en la región de Orinoquia, en la cuenca de los llanos orientales y está localizado entre los municipios de Aguazul y Tauramena.

**Ubicación geográfica:**

- 270 y 550 m.s.n.m.
- Extensión aproximada de 150 Km<sup>2</sup>.

4.1.1. Historia. <sup>1</sup>Los primeros proyectos de exploración petrolera en el piedemonte llanero se realizaron en la década de los años sesenta. Época en la cual se perforaron cuatro pozos exploratorios. Uno de ellos el pozo Guavio-1, se detectaron manifestaciones de hidrocarburos, pero no en el volumen ni condiciones que se ameritara su desarrollo y comercialización.

En la década de los setenta se cumplieron diversos programas exploratorios, que incluyeron la perforación de once pozos, sin que se lograra resultados importantes. En los años ochenta se presentó una actividad exploratoria especialmente intensa en el área del piedemonte, como consecuencia del hallazgo del campo caño limón en Arauca. Se firmaron catorce contratos de asociación y se realizó el registro de más de seis mil kilómetros de sísmica, la perforación de 22 pozos exploratorios y la inversión de más de 140 millones de dólares.

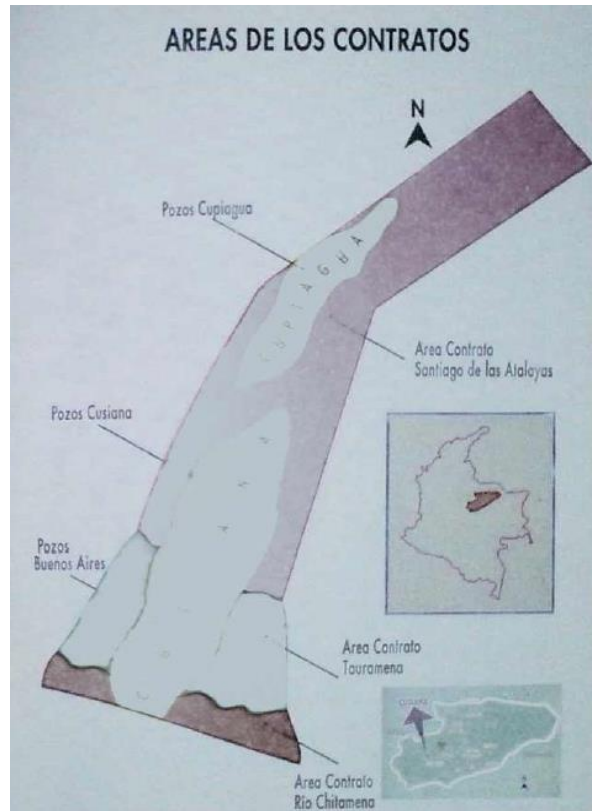
Esta actividad dio sus frutos con la perforación del pozo Cusiana-2A, finalizando en septiembre de 1988 a una profundidad de 15 mil pies y el consecuente descubrimiento del campo del mismo nombre. Años después en 1992, se localizó el campo Cupiagua, ubicado dentro del mismo bloque de Cusiana conformándose así el mayor hallazgo en la historia petrolera de Colombia. Lo que permitió aumentar en forma significativa las reservas de petrolero y gas.

---

<sup>1</sup> Cusiana propiedad de Ecopetrol. Historia del Campo Cusiana. Ecopetrol. 1994

Todo este trabajo confirmó igualmente las difíciles características geológicas del piedemonte llanero, donde se requiere la aplicación de los últimos avances tecnológicos para la obtención de resultados positivos.

Figura 2 Campo Cusiana



Fuente: Cusiana propiedad de Ecopetrol. Santa fe de Bogotá mayo de 1994 oficina de prensa de Ecopetrol.

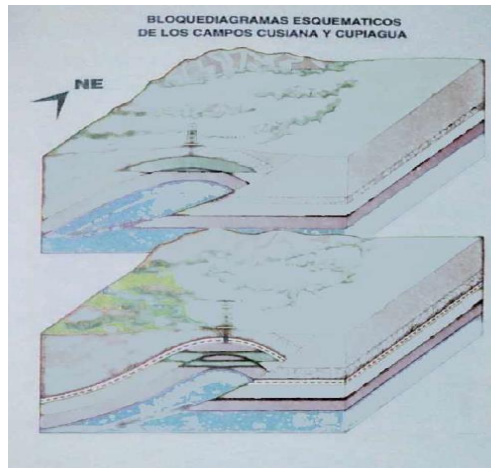
4.1.2. Los Contratos. El descubrimiento de estos campos se realizó en desarrollo de los contratos de asociación “Santiago de las atalayas” y “Tauramena”, suscritos entre Ecopetrol y la compañía British Petroleum de Gran Bretaña, Triton de Estados Unidos y Total de Francia, en julio de 1982 y julio de 1988 respectivamente.

En cada uno de esos contratos, la participación accionaria de las compañías que lo conforman se distribuyó de la siguiente manera: Ecopetrol 50%, British Petroleum C.O. 19%, Total 19%, Triton 12%.

4.1.3. Geología del Campo. En el área del campo se encuentran rocas de edad cretácica y terciaria, con un espesor de aproximadamente de 20.000 Ft (6 Km), compuestas principalmente de arenitas y arcillolitas.

Las rocas que generaron los hidrocarburos presentes de esta área corresponden arcillolitas ricas en materia orgánica de la denominada formación gacheta, de edad del cretáceo (90 millones de años). Las rocas que contienen el petróleo y gas en ambos campos son areniscas de las formaciones geológica de la edad terciaria y cretácica, conocidas como MIRADOR, BARCO y GUADALUPE localizadas a una profundidad media entre 3 a 4 Kilómetros. Las trampas que permitieron la acumulación de los hidrocarburos corresponden a pliegues anticlinales, limitados al oriente por fallas geológicas conocidas como fallas del piedemonte.

Figura 3 Diagramas esquemáticos de los campos Cusiana y Cupiagua.



Fuente: Cusiana propiedad de Ecopetrol. Santa fe de Bogotá mayo de 1994 oficina de prensa de Ecopetrol.

#### 4.1.4. Estado actual del CPF Cusiana.

Figura 4 Panorámica de Cusiana.



Fuente: Google Maps

Campo Cusiana produce de tres formaciones geológicas o yacimientos: Mirador, Barco y Guadalupe; tienen un espesor entre 300 y 500 pies, siendo Mirador el de mayor tamaño con el ≈60% del total de los volúmenes originales.

Actualmente las condiciones de los yacimientos han variado significativamente perdiendo energía y reduciendo los volúmenes de producción de hidrocarburos hasta el punto de que varios pozos han dejado de producir, llegado a abril del 2018, a una capacidad de inyección entre 110-150 MMSCFD y promedio de 116 MMSCFD.

El proceso original contempló dos fases para el procesamiento de crudo, sin embargo, las instalaciones de Fase I se encuentran en su mayoría decomisionadas y fuera de servicio. La producción de los pozos proveniente de los *wellpads* de Cusiana llega por líneas de flujo al múltiple de recibo en el CPF y se direccionan hacia el SC, y posteriormente procesarse en dos trenes de separación, tren A y tren B. De allí, la corriente de gas pasa a las unidades de deshidratación y endulzamiento antes de ser procesado en los trenes de reinyección. Éstos se componen de tres turbos compresores de media presión que llevan la corriente de gas de 485 psig hasta 1800 psig, cuya corriente tiene dos destinos:

**A)** Carga a plantas de gas de ventas.

**B)** Carga a los tres turbocompresores de alta presión para reinyección del gas al yacimiento.

## 4.2. TUBERÍAS POLÍMERO HDPE Y SUS PROPIEDADES<sup>2</sup>

Los sistemas de tubería HDPE ofrecen significativos ahorros en costos de instalación y equipamiento, mayor libertad de diseño, bajo costo de mantención y larga vida útil en comparación a los materiales tradicionales. Estos beneficios, ventajas y oportunidades de disminución de costos se derivan de las propiedades y características únicas de la tubería HDPE.

**Resistencia extrema al impacto, golpes y terreno pedregoso:** la tenacidad de la tubería derivada de las propiedades físicas tanto del material como del método de extrusión, le permite absorber sobrepresiones, vibraciones y tensiones causadas por los movimientos de terreno e imprevistos, la tubería puede deformarse sin daño permanente y sin causar efectos adversos sobre la vida útil.

La resistencia a la ruptura por tensiones ambientales es muy alta, asegurando que no hay ningún efecto en el servicio a largo plazo si se producen rayas superficiales de una profundidad no mayor a 1/10 del espesor durante la instalación.

Esta resistencia extrema de las tuberías de HDPE es una de sus características excepcionales que permite innovar en el diseño de sistemas de tuberías.

**Flexibilidad:** la tubería HDPE es flexible por lo que puede curvarse y absorber cargas de impacto en un amplio rango de temperaturas. Se puede enrollar, aplastar, doblar y ser curvado, así como también hacer elevaciones y cambios direccionales. Esto permite que sean instaladas sin problemas en terrenos con obstáculos facilitando el trabajo de instalación y evitando la necesidad de accesorios, ya que pueden colocarse en forma serpenteada, respetando ciertas tolerancias de curvatura (radios mínimos).

---

<sup>2</sup> Manual Técnico tubería HDPE. Minería e Industria. Cochabamba, Bolivia. 2011. p. 2-9.

La resistencia y flexibilidad de la tubería le permite absorber sobrepresiones, vibraciones y tensiones causadas por movimientos del terreno.

También se pueden colocar en zanjas estrechas, pues las uniones pueden efectuarse fuera de ellas.

**Resistencia a sustancias químicas:** Los químicos naturales del suelo no producen degradación al material de ninguna forma. No es conductor eléctrico por lo que no es afectado por oxidación, corrosión o acción electrolítica. No permite el crecimiento ni es afectado por algas, bacterias u hongos.

No pierde sus propiedades físicas a bajas temperaturas, puede ser sometido a temperaturas de hasta  $-20^{\circ}\text{C}$  y aun así conservar las propiedades físicas y mecánicas que lo caracterizan.

**Servicio a largo plazo:** La vida útil estimada tubería para las tuberías de HDPE es superior a 50 años para el transporte de agua a temperatura ambiente ( $20^{\circ}\text{C}$ ). Para cada aplicación en particular, las condiciones de operación interna y externa pueden alterar la vida útil o cambiar la base de diseño recomendada para alcanzar la misma vida útil.

4.2.1 Métodos de Unión en Tubería HDPE.<sup>3</sup> La tubería HDPE puede unirse mediante varios métodos de acuerdo a los requerimientos del sistema de tubería (fijo/desmontable), a continuación, se presenta una descripción de las características y ventajas de cada uno de ellos.

**Método de Termofusión:** El método de termo fusión es ideal para aplicaciones en minería, industria e instalaciones de gas. Con un equipo especial como se aprecia en la Figura 5., la tubería se calienta hasta alcanzar su temperatura de fusión y ejerciendo una presión controlada se logra la unión. La tubería y las conexiones a

---

<sup>3</sup> Ibíd., p. 11.

unir deben tener el mismo diámetro interior y exterior. Este sistema es reconocido en la industria como una unión de gran confiabilidad, de costo efectivo, no requiere coplas, no se producen filtraciones y las uniones son más resistentes que la tubería misma.

*Figura 5 Ejemplo visual, método Termo fusión.*



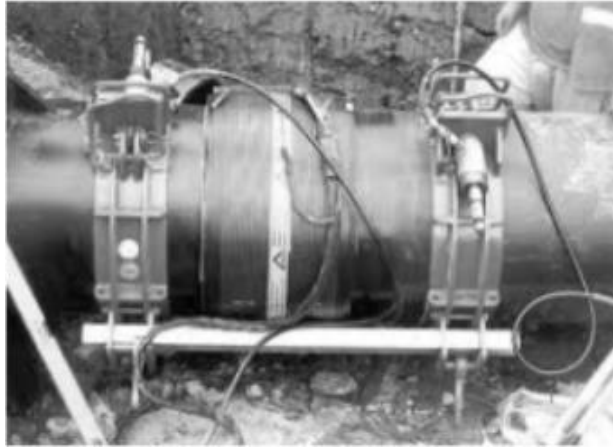
Fuente: Manual Técnico tubería HDPE.

La soldadura por termo fusión permite construir líneas de conducción muy seguras por tratarse de estructuras “monolíticas” (un solo cuerpo). El punto de soldado es aún más resistente que el resto del tubo logrando sistemas libres de fugas.

Para complementar la instalación se utiliza una serie de accesorios moldeados, estructurados o segmentados de polietileno de alta densidad, de manera que el sistema puede ser íntegramente instalado utilizando este método.

**Método de Electro Fusión:** Estándar para instalaciones de gas natural y GLP. Requiere el uso de equipo de electro fusión como se observa en la Figura 6. La unión se realiza mediante el uso de accesorios que cuentan con resistencias eléctricas incorporadas, que con el uso del equipo de electro fusión son calentadas logrando una fusión entre la tubería y el accesorio.

Figura 6 Electro Fusión.

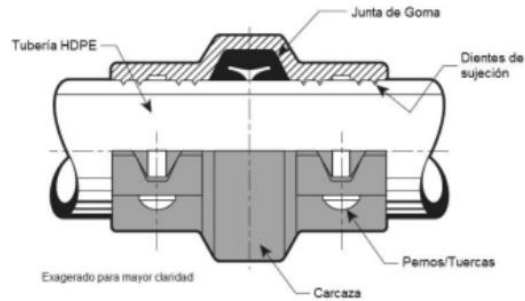


Fuente: Manual Técnico tubería HDPE.

**Método Vitaulic:** El sistema de acoplamientos, conectores, adaptadores, adaptadores de bridas, acoplamientos de transición de HDPE a metal, es una forma rápida y sencilla de unir tuberías de HDPE como se aprecia en las Figuras 7 y 8 respectivamente. Los accesorios tipo Vitaulic están diseñados para acoplar mecánicamente tuberías de HDPE. Estos productos constan con filas de dientes de sujeción a cada lado de las cubiertas que sujetan la tubería alrededor de toda la circunferencia. La presión de trabajo de estos accesorios viene determinada por la presión de la tubería.

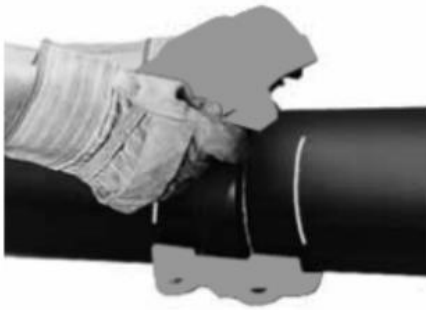
El acoplamiento cuenta con hileras de dientes de sujeción integrales en ambos lados de la carcasa. A medida que se aprietan las carcasas, los pernos fuerzan a los dientes a morder la tubería. Este diseño permite unir directamente tuberías de HDPE sin necesidad de un equipo de termofusión.

Figura 7 Ejemplo, Método Vitaulic.



Fuente: Manual Técnico tubería HDPE.

Figura 8 Descripción de los componentes del accesorio.



Alinee y marque los extremos del tubo, monte la empaquetadura la cual responde a la presión y coloque ambas secciones del acoplamiento en los extremos de los tubos.



Ajuste los pernos de manera tal que los pernos fuercen a los dientes a morder la tubería.

Fuente: Manual Técnico tubería HDPE.

### Ventajas:

- Conexión rápida efectuada fácilmente con pernos.
- La tubería se desmonta y se rota fácilmente.
- El peso y el trabajo de unión son menores en comparación con la tubería con flanches.
- Los tubos no necesitan ser termo fusionados.
- La instalación puede realizarse en condiciones climáticas adversas.
- No requiere de equipos ni máquinas.

4.2.2 Fallas en Tubería de Plástico.<sup>4</sup> Estadísticamente, las tuberías generalmente tienen una mejor seguridad (muerte, lesiones incendios/explosiones) que otros modelos de transporte. A pesar de esto, los sistemas de tuberías como todos los demás sistemas pueden experimentar ciertos eventos conocidos como evento de falla.

El evento de falla en un sistema de tuberías es, por definición, una situación que puede obstaculizar su función, cambiar su configuración, poner en peligro su integridad y potencialmente poner en peligro el medio ambiente. Las tuberías se consideran uno de las más seguras de las instalaciones técnicas. Una función de estado límite es una relación entre los parámetros éteres que caracterizan un modo de falla particular. Consecuencias potenciales de la falla de la tubería incluyen pérdida de propiedad, lesiones e incluso muerte, así como propiedades costosas y daño ambiental.

**Fuentes de posibles fallas:** Un sistema de tubería puede fallar debido a una variedad de causas y mecanismos de daño el cual incluye errores en el diseño, fallas en el material al momento de producción e instalación, condiciones de servicio y factores de envejecimiento. En función de los mecanismos dependerá el modo de falla que pueda ocurrir, ruptura o fractura, pérdida de rigidez, deformaciones llevando a incapacidad funcional de la tubería.

- 1) Diseño insuficiente.
- 2) Problemas relacionados con el procesamiento.
- 3) Almacenamiento, transporte e instalación inadecuados.
- 4) Condiciones de servicio desfavorables.
- 5) Daños a terceros.

---

<sup>4</sup> FARSHAD, Mehdi. Failure investigation of plastic pipes. Doi: 10.1016/B978-185617496-1/50003-3.

6) Envejecimiento y deterioro.

**Tipos de falla:** La falla mecánica surge de fuerzas externas aplicadas que exceden la resistencia o la capacidad de deformación máxima del material e el sentido de los estados límite de resistencia. La falla mecánica puede manifestarse por agrietamiento, explosión, rotura y otros tipos de pérdida de capacidad de carga. Puede ocurrir a corto plazo o en periodos de tiempo más largos

7) **Fallo térmico:** Las fallas térmicas pueden ocurrir por exponer las tuberías a temperaturas elevadas o ambientes fríos extremos, en donde el plástico tiende a volverse quebradizo a bajas temperaturas. A muy altas temperaturas la tubería puede deformarse, torcerse, derretirse o incluso quemarse. El envejecimiento térmico ocurre en tuberías a temperaturas elevadas. Una de las manifestaciones del envejecimiento térmico es la terminación del material y la aparición de grietas.

8) **Fallo químico:** Los agentes químicos pueden afectar las propiedades del material. Uno de los fenómenos es conocido como envejecimiento químico en el que las propiedades materiales, físicas y superficiales sufren degradación. La tensión residual, altas temperaturas y cargas externas tienden a agravar el problema del envejecimiento químico.

9) **Fallo ambiental:** El material polimérico y los productos expuestos a entornos agresivos son susceptibles a varios tipos de fenómenos perjudiciales. Radiación UV, humedad, microorganismos, ozono, El calor, los solventes, los aceites y la contaminación son factores ambientales importantes que afectan seriamente las propiedades de los polímeros. El efecto se puede manifestar por el cambio de color, agrietamiento y agrietamiento. Estos efectos pueden incluso conducir a una ruptura completa de la estructura del polímero.

10) **Fallos frágiles y dúctiles:** Materiales plásticos como termoplásticos a base de poliolefinas y los tubos fabricados con estos materiales tienen, en general, un grado bastante alto de comportamiento dúctil a temperatura ambiente. y baja velocidad de carga. Sin embargo, incluso los materiales altamente dúctiles como el polietileno pueden demostrar un comportamiento frágil pronunciado. Por ejemplo, baja temperatura y alta velocidad de carga junto con tensiones residuales dar lugar a una respuesta frágil de estos materiales dúctiles en los productos. El fenómeno de propagación rápido de fisuras (RCP) es una de las manifestaciones de la rotura por fractura frágil.

### **4.3 MANTENIMIENTO**

Desde los años 30, se tienen datos de la evolución del mantenimiento divididas en 3 generaciones que se pueden ver y explicar un poco a continuación:

La primera generación del mantenimiento cubre un periodo de tiempo que va hasta la segunda guerra mundial, En donde la mayoría de equipos industriales eran de robustos, de funcionamiento simple, fáciles de reparar y por ende confiables. Como resultado del funcionamiento y operación de los equipos no había necesidad de un mantenimiento programado, simplemente se utilizaba rutinas de limpieza y lubricación.

La segunda generación del mantenimiento se da durante la segunda guerra mundial hubo un cambio debido a la presión de la guerra en sí. El afán de producir los bienes necesarios tanto bélicos como para el consumo llevo al aumento desmesurado de la mecanización, la complejidad y el número de las maquinas.

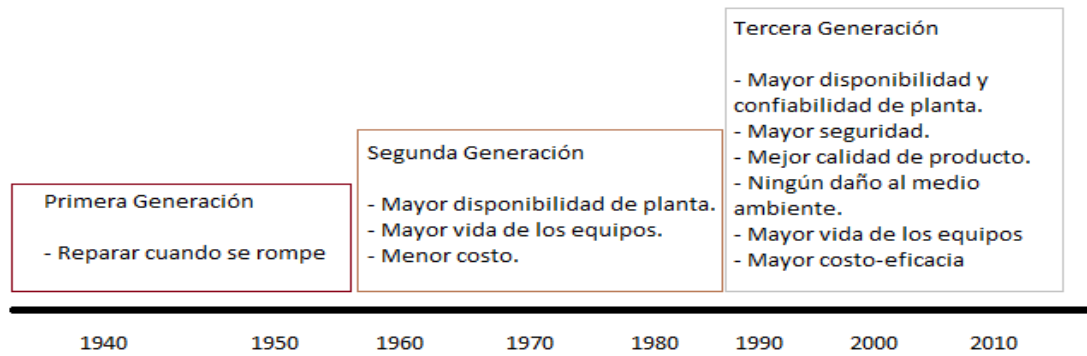
Al incrementarse la dependencia de las maquinas llamaba la atención el tiempo de que duraban fuera de servicio cada una de ellas, fue tomando importancia y las personas tomando conciencia de que esas fallas se podían prevenir de alguna manera, dando lugar así al concepto de mantenimiento preventivo.

Posterior a este tiempo y como resultado de la evolución per se de las maquinas, los costos de mantenimiento aumentaron, llevando al desarrollo de los sistemas de planeación y control del mantenimiento en busca maximizar la vida útil de los activos.

Y finalmente tenemos la tercera generación del mantenimiento que inicia desde mediados de los años 70, junto con la creciente evolución del mantenimiento se implementa la filosofía *just in time* a nivel mundial. En este periodo y con dicha filosofía, a los directivos de las compañías se les hace evidente la falta de estrategias, puesto que una falla en una máquina del proceso de producción podría afectar y llegar a parar toda la planta, notándose y llegando a la conclusión así de mejorar el mantenimiento.

Nacen nuevas técnicas de mantenimiento, nuevos conceptos que se fueron desarrollando, ya se inicia a hablar de confiabilidad, monitoreo en la condición, sistemas expertos, análisis de fallas, entre otras herramientas que sirven de soporte para la toma de decisiones. Ver Figuras 9 y 11.

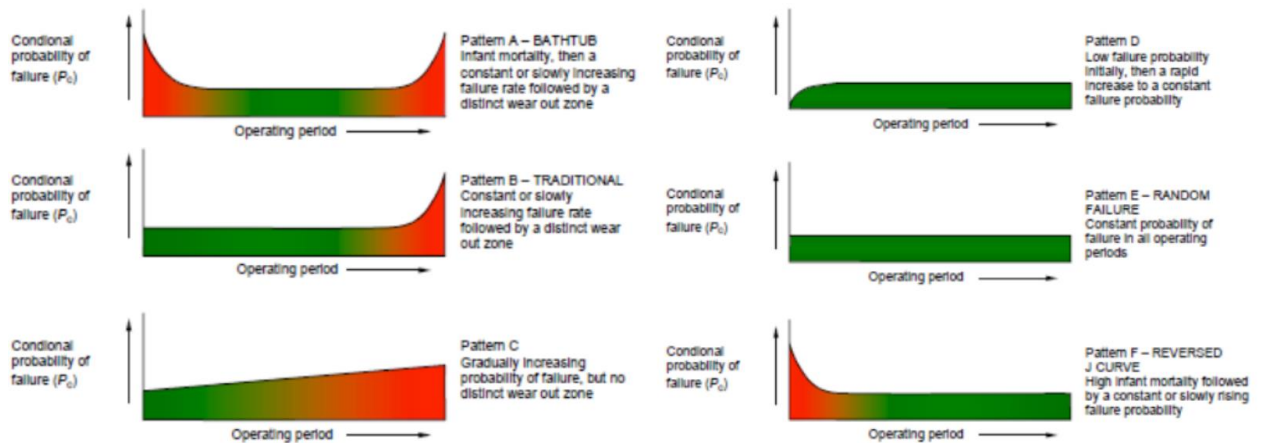
Figura 9 Expectativas de mantenimiento crecientes.



Fuente: Elaboración propia, Basado en Moubray. 1991.

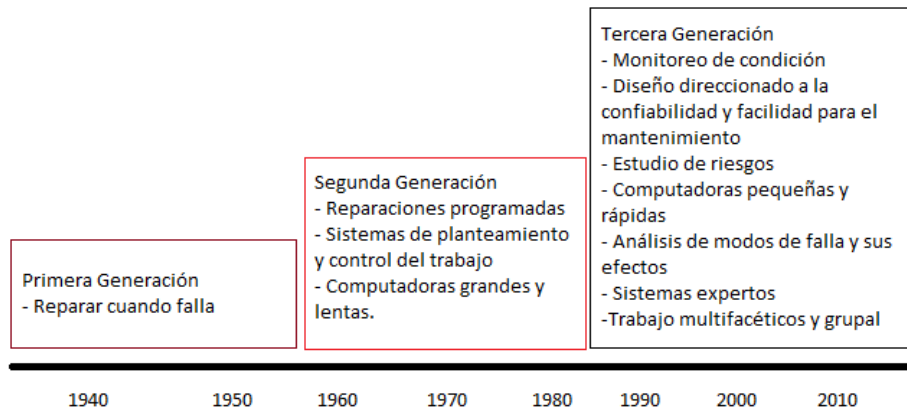
La Figura 10. nos muestra los diferentes patrones de falla que se fueron exponiendo a través del tiempo.

Figura 10 Patrones de Falla.



Fuente: Norma IEC 60300-3-11. 2013.

Figura 11 Técnicas de mantenimiento desarrolladas a través del tiempo.



Fuente: Elaboración propia, Basado en Moubray. 1991.

4.3.1 Mantenimiento centrado en la Confiabilidad.<sup>5</sup> El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) fue desarrollado inicialmente por la industria comercial de aviación para mejorar la seguridad y la confiabilidad de sus equipos. Fue documentado por primera vez en un reporte escrito por F.S. Nowlan y H.F. Heap y publicado por el Departamento de Defensa de U.S. en 1978. Desde entonces, MCC ha sido utilizado para ayudar a formular estrategias de mantenimiento de activos físicos en casi todas las áreas de trabajo humano organizado, y en casi todos los países industrializados del mundo. El proceso definido por Nowlan and Heap ha servido de base a varios documentos de aplicación en los cuales el proceso MCC ha sido desarrollado y perfeccionado a través de los años. La mayoría de estos documentos conservan los elementos claves del proceso original.

Según Moubray<sup>6</sup>, es un proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual.

<sup>5</sup> Norma SAE JA1011. 1999

<sup>6</sup> MOUBRAY, John. Reliability-centered Maintenance. United Kingdom. 1991

Y según la IEC<sup>7</sup> 60300-3-11 es un método para determinar y seleccionar aquellas políticas de gestión de fallos que contribuyan a alcanzar de manera eficaz y eficiente los niveles requeridos de seguridad, disponibilidad y coste de operación. Estas políticas pueden incluir actividades de mantenimiento, cambios operativos, modificaciones de diseño u otras acciones encaminadas a mitigar las consecuencias de las fallas.

4.3.2 Etapas de un programa de RCM.<sup>8</sup> En las siguientes preguntas con su respectivo orden es el proceso que nos dice la Norma SAE JA1011 para realizar una correcta implementación de MCC:

- a. ¿Cuáles son las funciones deseadas y los estándares de desempeño asociados del activo en su contexto operacional presente (funciones)?
- b. ¿De qué maneras puede fallar al cumplir sus funciones (fallas funcionales)?
- c. ¿Qué causa cada falla funcional (modos de falla)?
- d. ¿Qué pasa cuando ocurre cada falla funcional (efectos de falla)?
- e. ¿De qué manera afecta cada falla (consecuencias de falla)?
- f. ¿Qué se debe hacer para predecir o prevenir cada falla? (tareas proactivas e intervalos de tareas)

---

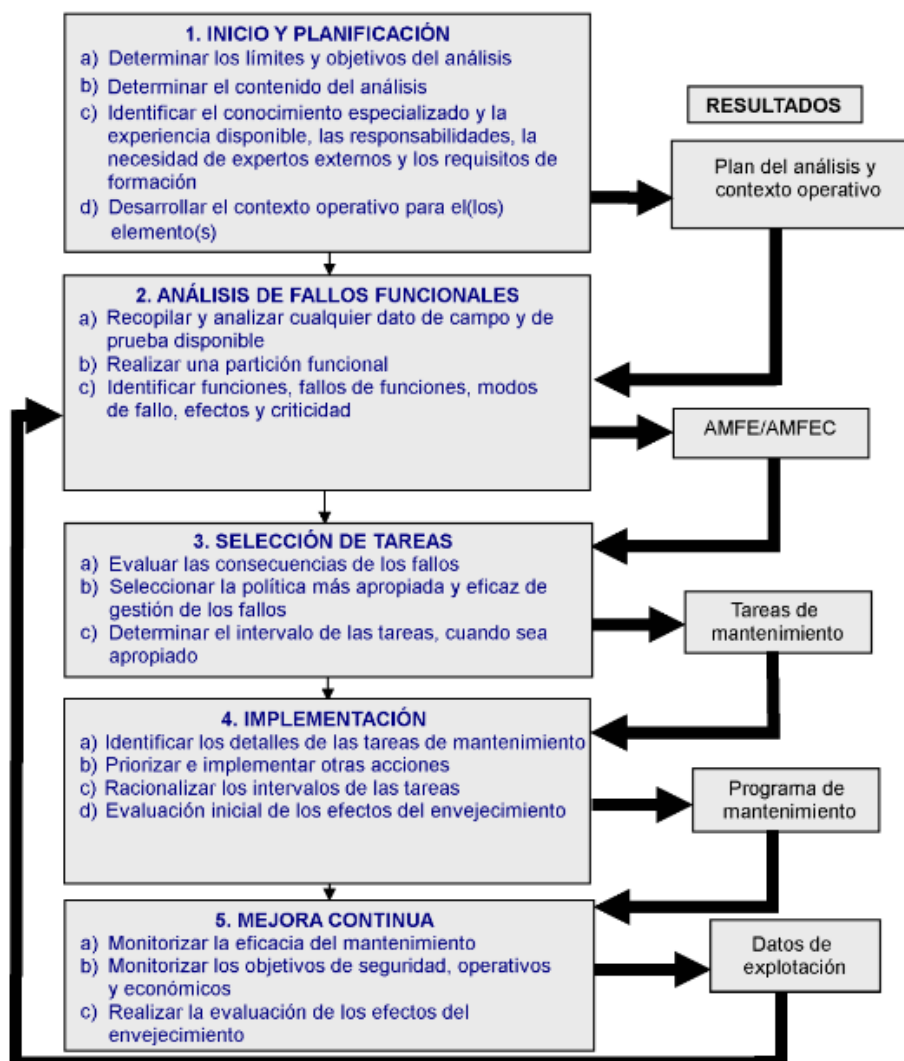
<sup>7</sup> Norma oficial en español, de la Norma Europea EN 60300-3-11. 2013

<sup>8</sup> Norma SAE JA1011. 1999.

g. ¿Qué se debe hacer si una tarea proactiva que conviene no está disponible (acciones predeterminadas)?

Por otro lado, en la norma IEC60300-11 nos muestra un paso a paso muy ilustrativo de la metodología para la aplicación de la filosofía RCM, en la Figura 12.

Figura 12 Visión general del proceso RCM.



Fuente: Norma 60300-3-11. 2013.

## 5.4 EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS

Son varios los métodos para cuantificar la contribución en los diferentes sectores entre ellos el minero-energético donde se busca el incremento de los beneficios monetarios, principalmente usando el modelo costo-beneficio<sup>9</sup>, aunque no necesariamente, como es el caso de este trabajo, el cual busca minimizar el riesgo, optimizando el sistema contra incendios del Campo Cusiana, logrando mayor eficiencia de este; en consecuencia se evaluará mediante un análisis técnico y económico haciendo uso del método costo-efectividad, el cual compara los costos con la recolección de información para la intervención a realizar, una vez se hayan calculado los costos, son también medidos los años futuros de la intervención y se convierten a pesos de hoy por medio del descuento a una tasa de interés, que en este caso sería la inflación, que en promedio es el del 3%, reflejando las preferencias de los consumidores de incurrir costos en el presente versus incurrirlos en el futuro, otra situación a considerar es la variación en el tipo de cambio, es decir el valor de la divisa, debido a importación de materiales para la puesta en marcha del proyecto.

Para la evaluación económica y comparación de alternativas que producen el mismo servicio, que aplicaría para el caso de la optimización del sistema contra incendio del Campo Cusiana, según Varela<sup>10</sup>, son todas aquellas situaciones donde los beneficios esperados por las alternativas son los mismos y coloca como ejemplo el caso de comparar diseños diferentes de bombas capaces de manejar el mismo caudal y producir la misma cabeza o comparar materiales de aislamiento que permitan ahorrar la misma cantidad de calor; este tipo de alternativas se puede

---

<sup>9</sup> ARTEAGA, R., *et al.* Manual de evaluación técnico-económica de proyectos mineros de inversión. El Instituto Tecnológico GeoMinero de España. Madrid. 1991. p. 11.

<sup>10</sup> VARELA, Rodrigo. Evaluación económica de alternativas operacionales y proyectos de inversión. Bogotá. 1982. p. 17.

dividir según su duración en alternativas con igual o diferente vida económica, con la importancia de conocer la información completa como vida útil de los materiales o costos de mantenimiento, si no se dispone de buena información se calcularán los costos equivalentes y el mejor proyecto será el que minimice el costo equivalente bien sea este presente, anual o futuro.

El análisis técnico se refiere a la factibilidad operacional de la alternativa<sup>11</sup>, es decir, que la puesta en operación de la alternativa sea realizable, y para el análisis económico lo define como la factibilidad económica de la alternativa, o sea, a la determinación de la estimación económica del proyecto.

En la evaluación de alternativas que producen el mismo servicio y tienen igual o diferente vida económica se puede usar los siguientes métodos:

**Costo Presente Equivalente (CPE):** Consiste en desplazar todos los costos e ingresos al punto 0.

**Costo Anual Equivalente (CAE):** Este método determinar el costo periódico equivalente a los distintos costo e ingresos.

**Tasa de Retorno Incremental (TRI):** El TRI determina al final de la vida de servicio, el costo equivalente de los ingresos y/o egresos generados por cada alternativa.

Si bien son métodos adecuado para el tipo de propuesta a desarrollar, no se posee información de vida de servicio de los materiales o de instalación como tampoco su depreciación o valor de mercado a los años siguientes de puesta en marcha la alternativa óptima, haciendo necesario también determinar la tasa mínima de retorno; acorde a esto, se plantea el método costo-efectividad para la elaboración y

---

<sup>11</sup> *Ibíd.*, p. 102.

escogencia de la mejor alternativa según criterios de decisión, con el fin de determinar la alternativa del mínimo costo con la efectividad de los resultados esperados.

## **6. RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN**

### **6.1 ANTECEDENTES Y PREMISAS**

El sistema contraincendios del CPF de Cusiana se comisionó en el año 1994 con la implementación de la Fase I, este sistema se construyó con tuberías de acero al carbono ASTM A53 Gr B, sin costura especificación de tubería PCM AA1 tramos aéreos.

En 1997 se puso en servicio la ampliación del sistema contraincendios de Fase II. El sistema de contraincendios (SCI) de Fase 2 fue diseñado usando tubería en HDPE (Polipropileno de alta densidad) enterrada, especificación de tubería A0S1.

En 2005 entró en servicio el Sistema de Contraincendios de la planta de gas SGP 180 como una ampliación al sistema existente de Fase II usando la misma especificación de tubería en HDPE.

En el año 2011 se realizó la última ampliación del sistema con la entrada en servicio de la planta de GLP y balas de almacenamiento. En este sistema se usó una configuración mixta de tubería de HDPE y acero al carbono.

Durante la recopilación de históricos en campo se presentaron las siguientes limitaciones o restricciones:

1. Acceso a P&IDs del sistema – Resuelto con acceso a la carpeta de Tecnología de procesos del grupo de ingeniería.
2. Acceso al dossier de construcción y registros de calidad durante del montaje.

## 6.2 HISTÓRICO DE FALLAS

Se recolecta la información pertinente a las fallas del SCI a través del CMMS SAP mediante el módulo de mantenimiento correctivos, así como también por los históricos de falla que lleva el personal que opera el SCI del CPF CUSIANA, obteniendo como resultado la siguiente información:

*Tabla 1 Tiempo entre fallas del CPF Cusiana en los últimos cinco años.*

# FALLA	FECHA	TIEMPO ENTRE FALLAS (DÍAS)
1	7/02/2016	34
2	27/03/2016	49
3	31/03/2016	4
4	23/06/2016	84
5	9/12/2016	169
6	12/03/2017	93
7	29/03/2017	17
8	11/07/2017	104
9	30/08/2017	50

# FALLA	FECHA	TIEMPO ENTRE FALLAS (DÍAS)
10	8/09/2017	9
11	9/06/2018	274
12	18/06/2018	9
13	14/07/2018	26
14	17/07/2018	3
15	18/08/2018	32
16	23/08/2018	5
17	30/08/2018	7
18	27/09/2018	28
19	13/12/2018	77
20	20/01/2019	38
21	2/02/2019	13
22	9/03/2019	35
23	9/05/2019	61
24	12/05/2019	3
25	21/05/2019	9
26	25/05/2019	4
27	31/05/2019	6
28	22/06/2019	22
29	1/08/2019	40
30	25/08/2019	24
31	10/04/2020	229
32	18/04/2020	8
33	7/05/2020	19
34	26/08/2020	111
35	30/08/2020	4

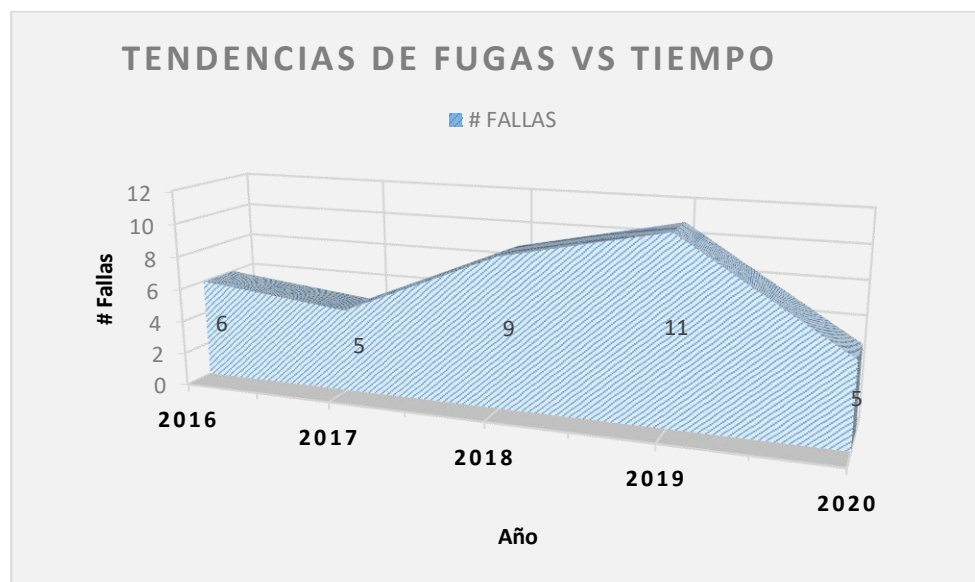
Fuente: Elaboración propia.

Así mismo se comunicó con el área de producción para confirmar los datos obtenidos anteriormente.

Observación: el SCI se puso en servicio desde el año 1997, con la ampliación del SCI fase II. Cabe resaltar que no se tienen registros de fallas del SCI antes del año 2016.

En la Figura 13 se puede observar la tendencia a través del tiempo, en donde se nota un incremento de las fallas al pasar de los años. Cabe aclarar que en el momento de hacer el respectivo análisis de la información no ha finalizado el año 2020.

Figura 13 Tendencia de fallas versus tiempo.

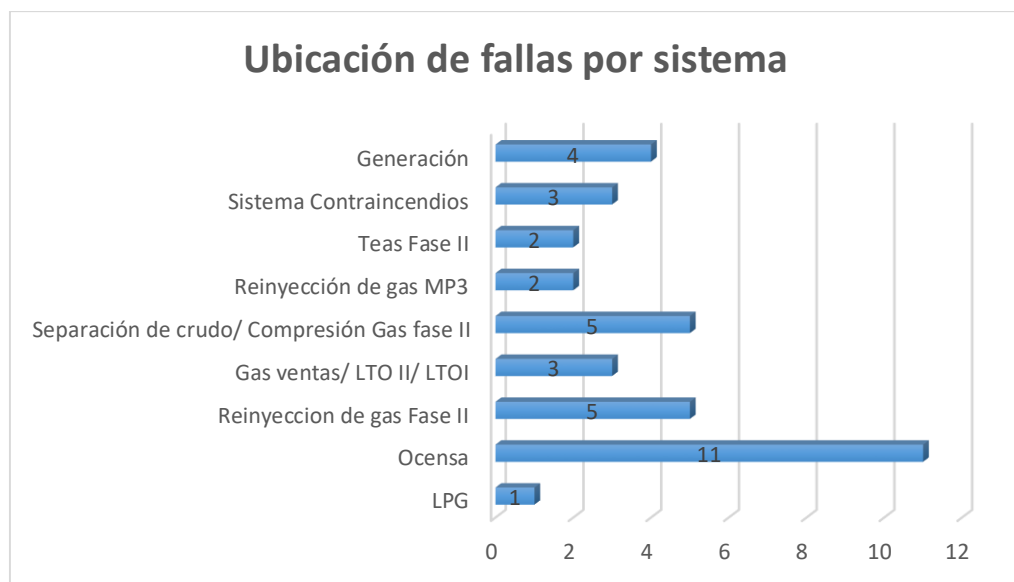


Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 14 se muestra un resumen de la situación actual de las tuberías HDPE del sistema contra incendios, se observa como el número de fallas por año casi se

duplico en el 2018, pasando de 5 a 9 fallas/año y en el 2019 volvió a incrementarse la frecuencia falla llegando a 13 fallas/año, para el año 2020 a fecha de Julio se tienen 5 fallas de tal manera que se continúa con la tendencia de fallas. Además, se observa que más del 80% de las fallas están concentradas en dos áreas: fase II y el área de tanques de Ocensa.

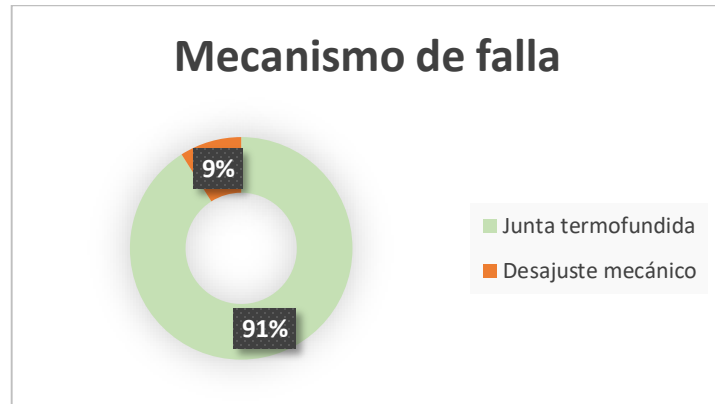
Figura 14 Fallas de 2016 a 2020 CPF Cusiana.



Fuente: Elaboración propia

6.2.1 Mecanismos de Falla Recurrentes. En la Figura 15, se puede observar que el 91% de las fallas se presentan en las juntas termofundidas y un 9% está asociada a fallas de desajustes de uniones mecánicas (Accesorios y grapas de reparación).

Figura 15 Mecanismo de falla.



Fuente: Elaboración propia

El sistema contraincendios del área de GLP entró en funcionamiento en 2011 y se identificó una fuga por desacople de la junta roscada. No hay evidencias de eventos por falla de juntas termo-fundidas en dicha área.

Para la evaluación del mecanismo de falla se tuvieron en cuenta los siguientes:

Tabla 2 Modos de Falla Tubería HDPE

ítem	Modos de falla
1	Sin forma definida
2	Grieta circunferencial
3	Grieta Longitudinal
4	Ruptura total
5	Pitting
6	Falta de fusión junta soldada
7	Otros

Fuente: Elaboración propia

Se identificó el modo de falla como grieta circunferencial.

Nota: El modo general de falla reportado en las tuberías de HDPE es ruptura frágil, con un crecimiento lento de grietas (SCG) a través de la pared de la tubería. Estas grietas pueden iniciarse en fallas microscópicas que aumentan la tensión, inherentes a la fabricación del producto o, por defectos inducidos en la construcción (unión termo fundida).

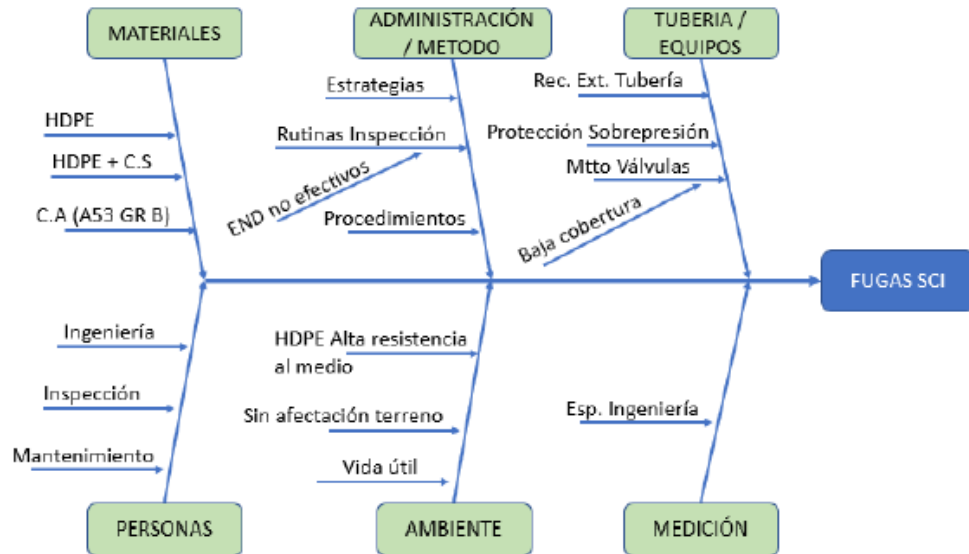
Estas fallas mecánicas son típicamente fracturas de tipo hendidura que se encuentran paralelas a la dirección de extrusión de la tubería. La tensión circunferencial en la pared de la tubería es la fuerza impulsora para la apertura de grietas.

Las grietas circunferenciales también pueden iniciarse en la superficie exterior o interior de las tuberías debido a tensiones secundarias, como la flexión o el impacto por terceros.

La falla prematura de las juntas fundidas por fusión también es una falla común donde el agrietamiento se inicia a concentraciones de tensión creadas por malas prácticas de instalación.

6.2.2 Causas de Falla. Para el análisis de la causa de la falla recurrimos a los registros históricos y condiciones actuales del sistema, para la cual se presentan a continuación en el diagrama de Ishikawa o de Espina de pez, Ver figura 16.

Figura 16 Causa y Efecto SCI.

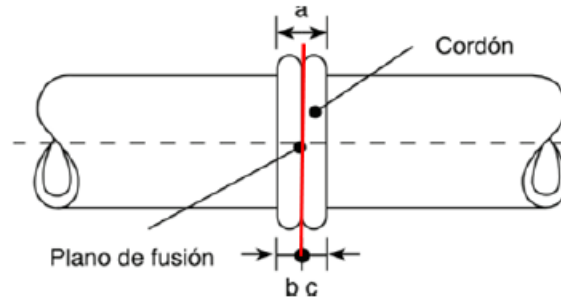


Fuente: Elaboración propia

6.2.3 Caracterización del modo de Falla. El modo de falla presentado es el agrietamiento en las juntas termo-fundidas. Este representa más del 90% de las fallas registradas.

El agrietamiento se presenta en el área de fusión como grieta circunferencial como se observa en Figura 17, transversal al eje mayor de la tubería. Esta se forma en el plano de contacto del conjunto tubería - tubería o tubería - accesorio sometidos a fusión a través de métodos de termofusión o electro fusión.

Figura 17 Junta termo fundida.



Fuente: Elaboración propia

Se observa el modo de daño en la junta termo fundida en Figura 18.

Figura 18 Detalle en fisura sentido circunferencial.



Fuente: Registro Fotográfico, Planta Cusiana.

Las reparaciones del sistema se hacen con juntas Victaulic de acero al carbono. Este tipo de reparación se debe considerar como temporal ya que la exposición al medio permite la degradación por corrosión generalizada en las partes metálicas de las grapas.

6.2.4 Tratamiento de datos mediante Weibull. Se organiza la información de acuerdo con lo requerido, en este caso de menor a mayor en la casilla tiempo entre fallas, se calcula la confiabilidad del sistema como se muestra en la siguiente tabla 3.

*Tabla 3 Confiabilidad en los últimos 5 años del SCI*

ITEM DE FALLA	FECHA DE FALLA	TIEMPO FALLAS (DIAS)	MEDIANA	R(t)
1	17/07/2018	3	1.98%	91.36%
2	12/05/2019	3	4.80%	91.36%
3	31/03/2016	4	7.63%	88.95%
4	25/05/2019	4	10.45%	88.95%
5	30/08/2020	4	13.28%	88.95%
6	23/08/2018	5	16.10%	86.66%
7	31/05/2019	6	18.93%	84.47%
8	30/08/2018	7	21.75%	82.37%
9	18/04/2020	8	24.58%	80.35%
10	8/09/2017	9	27.40%	78.41%
11	18/06/2018	9	30.23%	78.41%
12	21/05/2019	9	33.05%	78.41%
13	2/02/2019	13	35.88%	71.26%
14	29/03/2017	17	38.70%	64.95%
15	7/05/2020	19	41.53%	62.06%
16	22/06/2019	22	44.35%	58.01%
17	25/08/2019	24	47.18%	55.49%
18	14/07/2018	26	50.00%	53.10%
19	27/09/2018	28	52.82%	50.82%
20	18/08/2018	32	55.65%	46.61%

ITEM DE FALLA	FECHA DE FALLA	TIEMPO FALLAS (DIAS)	MEDIANA	R(t)
21	7/02/2016	34	58.47%	44.65%
22	9/03/2019	35	61.30%	43.71%
23	20/01/2019	38	64.12%	41.01%
24	1/08/2019	40	66.95%	39.32%
25	27/03/2016	49	69.77%	32.60%
26	30/08/2017	50	72.60%	31.93%
27	9/05/2019	61	75.42%	25.52%
28	13/12/2018	77	78.25%	18.55%
29	23/06/2016	84	81.07%	16.16%
30	12/03/2017	93	83.90%	13.57%
31	11/07/2017	104	86.72%	10.98%
32	26/08/2020	111	89.55%	9.60%
33	9/12/2016	169	92.37%	3.26%
34	10/04/2020	229	95.20%	1.11%
35	9/06/2018	274	98.02%	0.50%

Fuente: Elaboración propia.

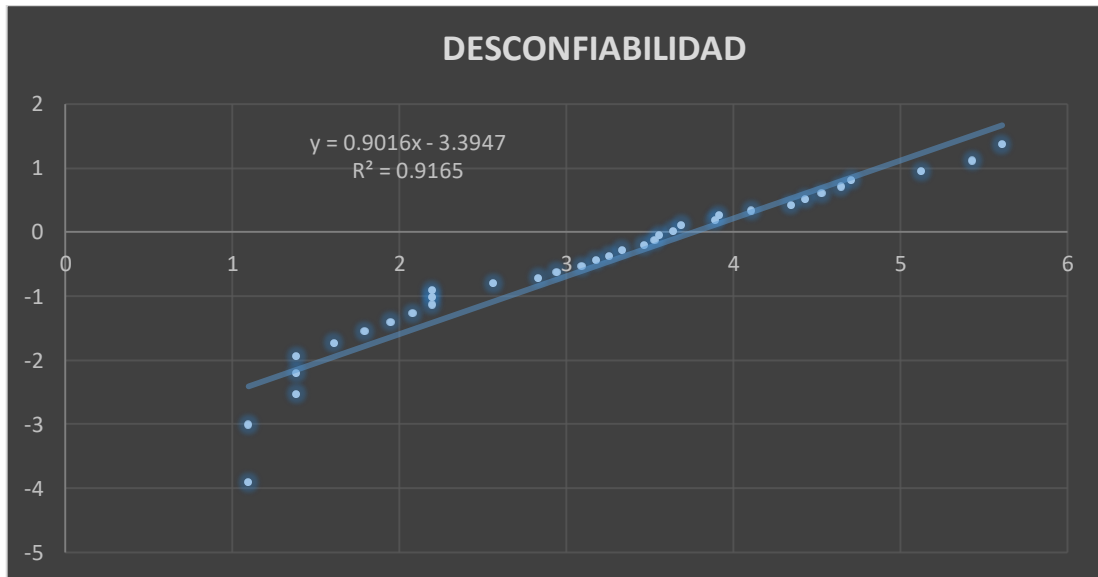
Utilizando las funciones definidas en Excel, da como resultado la siguiente regresión donde:  $y = 0.9016x - 3.3947$ .

Tabla 4 Regresión

PENDIENTE ( $\beta$ )	INTERCEPTO (b)	$R^2$
0.9016	3.3947	0.9165

Fuente: Elaboración propia.

Figura 19 Desconfiabilidad.



Fuente: Elaboración propia.

Se procedió a realizar el siguiente análisis:

$R^2$  es el coeficiente de determinación, indicando que el 91.65% de los datos están relacionados linealmente y a su vez muestra se comporta conforme a la función de densidad de Weibull. Ver Figura 19.

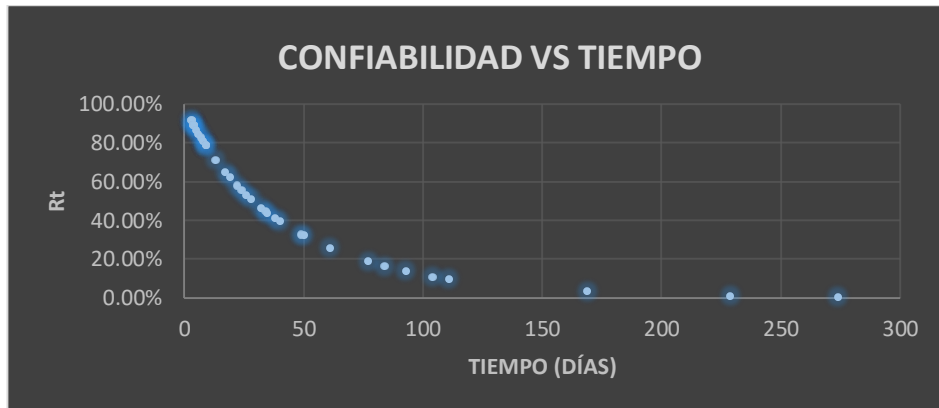
$\beta < 1 =$  Tasa de fallas decreciente "etapa de fallas infantiles"

$\beta = 1 =$  Tasa de fallas constante "etapa de fallas aleatorias"

$\beta > 1 =$  Tasa de fallas crecientes "etapa de fallas por desgaste"

Patrón de falla en mortalidad infantil según datos analizados, ver Figura 20.

Figura 20 Confiabilidad versus tiempo.



Fuente: Elaboración propia.<sup>12</sup>

Con los registros que se pudieron evidenciar y los datos que se encuentran en SAP, la confiabilidad calculada en el SCI para  $MTBF = 46.74$  días es de  $Rt = 34.68\%$ .

Tabla 5 Resultados estadísticos.

IC normal de 95.0%				
	Estimación	Error estándar	Inferior	Superior
<b>Media (MTTF)</b>	467.431	944.978	314.510	694.704
<b>Desviación estándar</b>	569.366	141.711	349.570	927.361
<b>Mediana</b>	270.603	644.666	169.648	431.636
<b>Primer cuartil(Q1)</b>	933.099	306.955	489.682	177.804
<b>Tercer cuartil(Q3)</b>	626.338	127.117	420.780	932.314
<b>Rango intercuartil (IQR)</b>	533.028	108.090	358.211	793.161

Fuente: Elaboración Propia mediante el programa Minitab.

<sup>12</sup> Observación: Los datos analizados van desde enero del 2016 hasta junio del 2020.

Ahora, como nuestro  $\beta$  es menor que 1, se considera que nuestro sistema está en la etapa de mortalidad infantil, analizando ese concepto son varios factores que se pueden enumerar según lo planteado por Moubray<sup>13</sup>.

1. Error humano por falta de capacidad o entrenamiento
2. Error de diseño
3. Mala calidad de fabricación
4. Instalación incorrecta por no tener un procedimiento establecido.

Con los datos analizados en el presente trabajo y junto con el árbol de decisión de RCM se puede llegar a las siguientes conclusiones:

1. Hubo una mala instalación o un incorrecto procedimiento en las juntas termo fundidas.
2. Error de diseño.

### **6.3 IMPLEMENTACIÓN RCM PARA LA TUBERÍA HDPE**

6.3.1 Taxonomía y Fronteras. Las reglas generales para establecer las fronteras y las interfaces son:

- Establezca fronteras por la condición física.
- Describa qué se incluye y qué no se incluye.
- Algunas partes no necesariamente se están uniendo.

---

<sup>13</sup> MOUBRAY, John. Reliability-centered Maintenance. United Kingdom. 1991. p. 251.

- Los equipos o componentes que queden fuera de la frontera no van a ser de interés del estudio en particular, serán tema o parte de otro elemento en un estudio adicional.

- Identifique interfaces sobre la base de:

- 11) Qué entra y qué sale del sistema
- 12) Qué conexiones tiene el sistema
- 13) Si están perfectamente disponibles
- 14) Permiten ser valorables o cuantificables en cada entrada o salida

A continuación, se relaciona taxonomía en Tabla 6. de acuerdo con ISO14224<sup>14</sup>.

*Tabla 6 Taxonomía en SAP de tubería SCI.*

Sistema Contraincendios Cusiana	Cusiana Fire & Water Fase 1	Paquete Líneas Contra Incendios
ECU-PCU1-SCIN		
	ECU-PCU1-SCIN-CESD	
		ECU-PCU1-SCIN-CESD- C75LINEAS

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

- 15) ECU: Exploración
- 16) PCU1: Planta Cusiana Fase I
- 17) SCIN: Sistema contraincendios
- 18) CESD: Subsistema

<sup>14</sup> Referencia NORMA ISO 14224

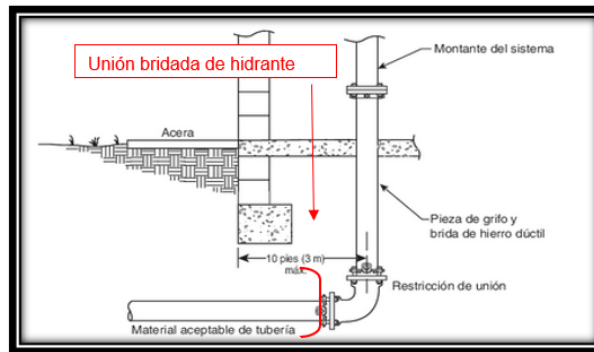
19) C75Líneas: Paquete de líneas

**Fronteras:** Para el caso del SCI, se toma como componente las líneas o tubería de HDPE y sus fronteras son:

20) Después de la unión bridada de la válvula de salida de las bombas del SCI.

21) Hasta la unión bridada de cada hidrante.

Figura 21 Esquema, frontera de tubería enterrada en estudio.



Fuente: Norma NFPA 25. 2020.

El estudio de RCM comprende la tubería HDPE de los diámetros 6", 8", 10", 12" y 14" del SCI del CPF Cusiana.

Figura 22 Esquemático de tubería enterrada por áreas en Cusiana.



Fuente: Elaboración propia, imagen tomada de *Google Maps*.

### 6.3.2 Definición de las funciones:

Figura 23 Funciones de tubería HDPE enterrada para CPF Cusiana.

ELEMENTO DE ESTUDIO	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL ELEMENTO	CONDICIONES OPERACIONALES	CONDICIONES AMBIENTALES	FRONTERAS (PLANO-DIAGRAMA)	INTERFASES (Entradas/Salidas)	Cód Fun.	FUNCIONES
Tubería hdpe SCI	Max presión de diseño 200psi @ 73°F	Operación normal, apagado con la tubería presurizada @ 135 psi.	Salinidad	Después de la unión bridada de la válvula de salida de las bombas del SCI	<b>Entradas:</b> * caudal fluido.		Transportar agua a temperatura ambiente desde la salida de las bombas hasta el hidrante más lejano con una rata de 1500 Gpm @ 135 psi en el punto más lejano.
			Sedimentos, lodos	Hasta la unión bridada de cada hidrante			Contener fluido de bombeo herméticamente, cero fugas.
	diamtros de tubería 6",8",10",12" y 14"	En funcionamiento por al menos 6 horas continuas con flujo 1500 gpm @ 135 psi.	Humedad		<b>Salidas:</b> * caudal fluido		
	temperatura de diseño -20°F @ 150°F		Expuesto ambiente natural				
	Material: HDPE						

Fuente: Elaboración propia.

### 6.3.3 Hoja de RCM

Figura 24 Hoja RCM.

Función	Descripción Falla Funcional	Modo de Falla	Descripción Efectos	Descripción Efectos	FALLA OCULTA	R. Ambiental	R. Humano	R. Económico	R. Imagen	TIPO DE DECISIÓN	DESCRIPCIÓN TAREA	FRECUENCIA
Transportar agua a temperatura ambiente desde la salida de las bombas hasta el hidrante más lejano con una rata de 1500 Gpm @ 135 psi en el punto más lejano.	no transporta agua al punto más lejano	Fisura en pegues de la tubería	La falla se puede evidenciar por el operador mediante la observación en el indicador de presión y el encendido constante de las bombas	No tener la cantidad de caudal y presión ante una emergencia. Pérdida del recurso no renovable "agua" colapso de terreno por donde va la tubería	si	F5	A5	F3	F4	REDISEÑO OBLIGATORIO	1. Cambio de tubería. 2. arreglo parcial de tubería. 3. Cambio tubería por tramos 4. Pruebas hidrostáticas 5. Analisis FQ	1. cada 50 años 2. Pruebas Hidrostáticas 5 años 3. Analisis FQ mensual
Transportar agua a temperatura ambiente desde la salida de las bombas hasta el hidrante más lejano con una rata de 1500 Gpm @ 135 psi en el punto más lejano.	No transporta agua al caudal de 1500 gpm	taponamiento por sedimentación	Alta presión de operación en ciertos tramos	Alta presión de operación en ciertos tramos	si	C5	C5	C3	C4		Calibrar las psv según normatividad	1 año
Transportar agua a temperatura ambiente desde la salida de las bombas hasta el hidrante más lejano con una rata de 1500 Gpm @ 135 psi en el punto más lejano.	No transporta agua	Tubería rota por sobrepresión	La no salida de agua a la presión de 135 psi	La no salida de agua a la presión de 135 psi	si	C5	C5	C3	C4		Hacer pruebas funcionales según norma rípa 25	5 años
Transportar agua a temperatura ambiente desde la salida de las bombas hasta el hidrante más lejano con una rata de 1500 Gpm @ 135 psi en el punto más lejano.	No transporta agua	tubería rota por daños externos.	La no salida de agua a la presión de 135 psi	La no salida de agua a la presión de 135 psi	si	D5	D5	D3	D4		Demarcar el área por donde va enterrada la tubería, especificando la profundidad	
Contener fluido de bombeo herméticamente, cero fugas.	fuga de agua	fisuras en la uniones soldadas	La no salida de agua a la presión de 135 psi	La no salida de agua a la presión de 135 psi	si	E5	E5	E3	E4	REDISEÑO OBLIGATORIO		
Contener fluido de bombeo herméticamente, cero fugas.	fuga de agua	fisura en el cuerpo de la tubería	La no salida de agua a la presión de 135 psi	La no salida de agua a la presión de 135 psi	si	C5	C5	C3	C4			
Contener fluido de bombeo herméticamente, cero fugas.	fuga de agua	fisura por daño externo.	La no salida de agua a la presión de 135 psi	La no salida de agua a la presión de 135 psi	si	D5	D5	D3	D4			
Contener fluido de bombeo herméticamente, cero fugas.	fuga de agua	Por falta de señalización.	La no salida de agua a la presión de 135 psi	La no salida de agua a la presión de 135 psi	si	D5	D5	D3	D4		Demarcar el área por donde va enterrada la tubería, especificando la profundidad. Pintar los avisos cada año.	1 año

Fuente: Elaboración propia.

### 6.3.4 Matriz de Riesgo

Figura 25 Matriz de riesgo con metodología RCM.

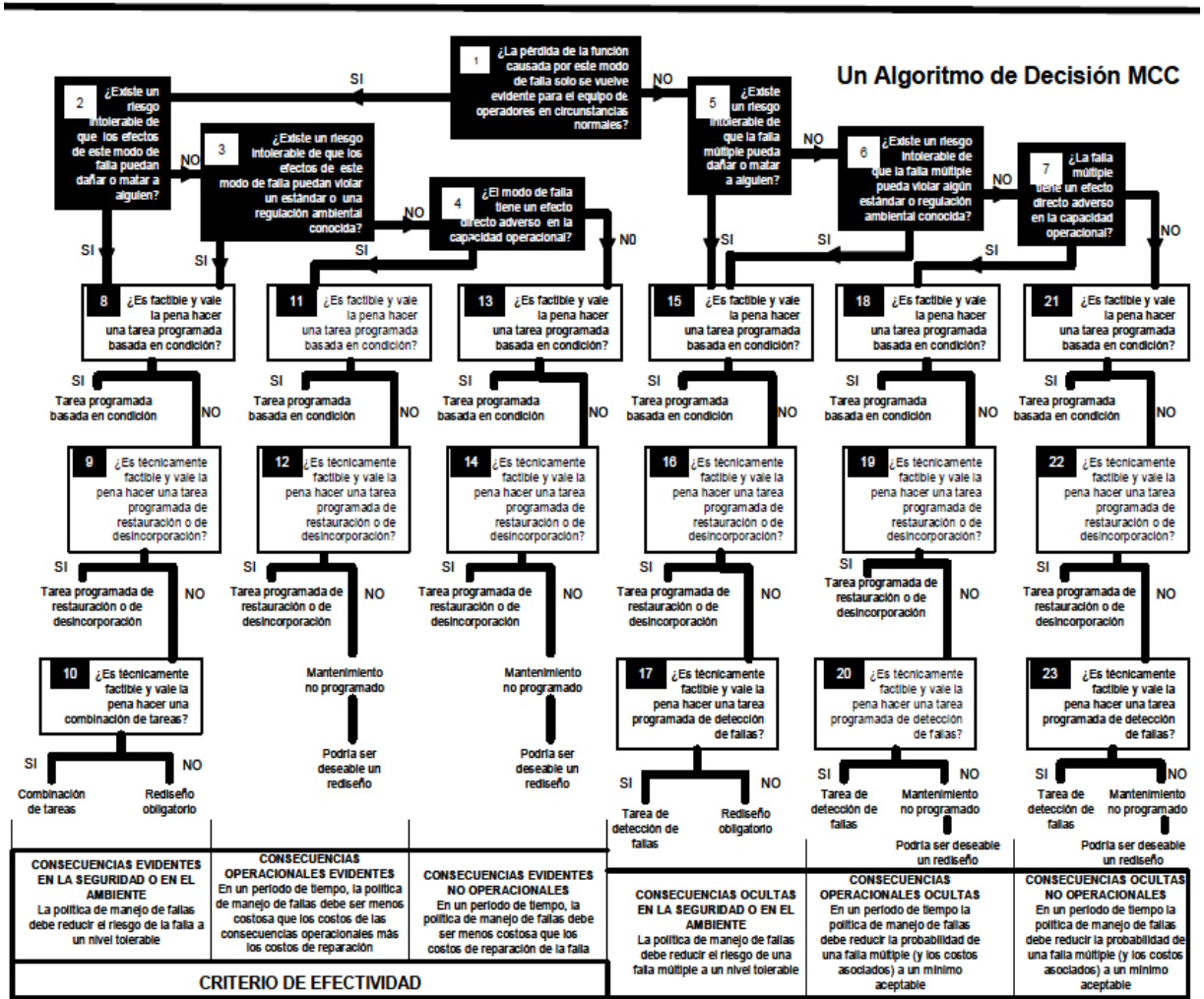
CONSECUENCIAS				CONSECUENCIA	PROBABILIDAD						
HUMANAS	AMBIENTALES	COSTOS	IMAGEN		IMPOSIBLE	IMPROBABLE	REMOTO	OCASIONAL	MODERADO	FRECUENTE	
Mas de un muerto	Efectos irreversibles	>100	Internacional	Catastrofico	1						
Incapacidad permanente	Efectos irreversibles en menos de 2 años	ENTRE 100M - 10M	Nacional	Critico	2						
Incapacidad temporal	Efectos reversibles en menos de 6 meses	ENTRE 10 M- 1M	Regional	Marginal	3						
Lesiones	Efectos pueden ser controlados	ENTRE 1M- .05M	Local	Insignificante	4						
Nunguna	No afecta el medio ambiente	<0.05M	Ninguno	Ninguno	5						
						> 10 Años	< 10 Años	< 5 Años	< 2 Años	< 6 Meses	± 1 Mes
						A	B	C	D	E	F

Fuente: Apuntes de clase RCM.

### 6.3.5 Diagrama de Decisiones

Figura 26 Diagrama de toma de decisiones.

SAE JA1012 Issued JAN2002 (Traducción)



Fuente: SAE JA1012. 2002. p. 53.

Si seguimos la toma de decisiones según la norma SAE JA1012 del 2002 se concluyen las tareas de mantenimiento posibles.

6.3.6 Mantenimiento según Norma NFPA 25. Para la realización de mantenimiento se hace uso de la Norma NFPA 25 edición 2020 que define los requisitos mínimos para la inspección, pruebas y mantenimiento de rutina de las tuberías de una red contra incendios privada.

La tubería y sus accesorios deben de ser inspeccionados en los intervalos especificados en la Figura 27.

Figura 27 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de tubería para SCI

Ítem	Frecuencia	Referencia
<b>Inspección</b>		
Dispositivo de prevención de contraflujo		Capítulo 13
Válvula de retención		Capítulo 13
Válvula de control		Capítulo 13
Conexión del cuerpo de bomberos		Capítulo 13
Casetas de mangueras	Trimestral	7.2.2.8
Hidrantes (barril seco y pared)	Anual y después de cada operación	7.2.2.4
Hidrantes (barril húmedo)	Anual y después de cada operación	7.2.2.5
Filtros de succión de línea principal	Anual y después de cada flujo significativo	7.2.2.3
Boquillas monitoras	Semestral	7.2.2.7
Tubería y accesorios (expuestos)	Anual	7.2.2.1
Dispositivos de supervisión de válvulas		Capítulo 13
<b>Prueba</b>		
Dispositivo de prevención de contraflujo		Capítulo 13
Válvula de control		Capítulo 13
Hidrantes	Flujo, anual	7.3.2
Boquillas monitoras	Flujo, anual (rango y operación)	7.3.3
Tuberías (expuestas y subterráneas) (prueba de flujo)	5 años	7.3.1
Prueba de estado de válvulas		Capítulo 13
Dispositivos de supervisión de válvulas		Capítulo 13
<b>Mantenimiento</b>		
Dispositivo de prevención de contraflujo		Capítulo 13
Válvula de retención		Capítulo 13
Válvula de control		Capítulo 13
Hidrantes	Anual	7.4.2
Filtros de succión de línea principal	Anual y después de cada operación	7.2.2.3
Boquillas monitoras	Anual	7.4.3

Edición 2020      Texto sombreado = Cambios.      = Textos eliminados y cambios en figuras/tablas.    • = Sección eliminada.    N = Material nuevo.

Fuente: Norma NFPA 25. 2020.

**1.** La tubería expuesta debe de ser inspeccionada anualmente para detectar las siguientes condiciones:

- a) Fugas.
- b) Daños físicos.
- c) Corrosión.
- d) Métodos de inmovilización.

**2.** La tubería enterrada y expuesta se le debe de hacer una prueba de flujo mínimo cada 5 años.

**3.** Los filtros de succión deben de ser inspeccionados y limpiados anualmente o después de cada uso.

**4.** Los letreros de identificación del SCI se le deben hacer mantenimiento anual.

En la Figura 28. denota que una fuga independiente si es de goteo, pulverización o chorro continuo la norma lo toma como una deficiencia crítica ó desactivación del sistema.

Figura 28 Deficiencia crítica.

Ítem	Hallazgo	Referencia	Desactivación	Deficiencia crítica	Deficiencia no crítica
Letrero informativo del anticongelante	No fijado, ilegible o faltante	5.2.9			X
Cinta calefactora	No de acuerdo con las instrucciones del fabricante	5.2.6		X	
<b>Capítulo 6: Sistemas de tuberías verticales y Mangueras - Inspección</b>					
Tubería y accesorios	Fugas — goteo lento y/o humedad sobre la superficie	6.2.4		X	
Tubería y accesorios	Fugas — descarga de agua en pulverización o chorro continuo	6.2.4	X		
Tubería y accesorios	Daños mecánicos críticos	6.2.4		X	
Soportes colgantes y otros soportes	Dañados o faltante	6.2.4		X	
Manguera	Cortes, acoplamientos no de roscas compatibles	6.2.5, NFPA 1962		X	
Manguera	Deterioro, sin empaquetadura o empaquetaduras dañadas	6.2.5, NFPA 1962		X	
Manguera	Moho presente, corrosión presente, manguera no conectada	6.2.5, NFPA 1962			X
Boquilla de manguera	Piezas faltantes, rotas o empaquetadura de rosca dañada	6.2.6, NFPA 1962		X	

Fuente: Norma NFPA 25. 2020.

## 6.4 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN Y PROPUESTA ECONÓMICA

Luego de efectuado el diagnóstico en la formulación del problema y examinado la teoría económica para el método a utilizar con el fin de elegir la mejor alternativa, siendo ésta la óptima. Fueron cuatro las alternativas desarrolladas con un análisis de costos unitarios, el total respectivo de cada una de ellas, y proyecciones teniendo en cuenta la inflación anual.

### 1) Reparaciones Puntuales

En la Tabla 7 se describen los costos tanto unitarios como totales para esta alternativa, luego de examinar la información, donde se incluyen la compra de 10 grapas Vitaulic ACC 905 de 8" (Costo unitario \$ 2.038.333), se considera que después de realizar la prueba de flujo se deban ejecutar 10 reparaciones y los costos de aplicación total son de **\$380.383.330**.

Tabla 7 Alternativa 1

Reparaciones Puntuales					
Concepto	No Juntas	Costo Und	Costo Material	Costo Instalación	Costo total
UNION VITAULIC 905 8"	20	\$ 2.038.333	\$ 40.766.660	\$ 229.616.670	\$ 270.383.330
Instrumentar sistema	1	\$ 60.000.000			\$ 60.000.000
Otros (Estudios adicionales)	1	\$ 50.000.000			\$ 50.000.000
					<b>\$ 380.383.330</b>

Fuente: Elaboración propia.

## 2 A). Cambiar en su totalidad a Tubería HDPE

La alternativa **2A** y la **2B** consisten en implementar de manera total o gradual el cambio de tubería, y puede hacerse utilizando el mismo tipo de tubería HDPE o cambiar a tubería metálica, los costos totales con HDPE y tubería metálica son los que se muestran en la Tabla 8 y Tabla 9 respectivamente.

Tabla 8 Alternativa 2 A.

Cambiar tubería actual					
Tubería HDPE	longitud	Costo ML	Costo Material	Costo Instalación	Costo total
Tubería de 8"	8660	\$ 101.310	\$ 877.344.600	\$ 24.856.004.528	\$ 25.733.349.128
Tubería de 6"	17130	\$ 59.763	\$ 1.023.740.190	\$ 49.166.669.464	\$ 50.190.409.654

Cambiar tubería actual					
Tubería 4"	1830	\$ 27.576	\$ 50.464.080	\$ 5.252.481.326	\$ 5.302.945.406
			\$ 1.951.548.870	\$ 79.275.155.318	<b>\$ 81.226.704.188</b>

Fuente: Elaboración propia

## 2 B). Cambiar en su totalidad a Tubería Metálica

Tabla 9 Alternativa 2 B.

Cambiar tubería actual					
Tubería Metálica	longitud	Costo ML	Costo Material	Costo Instalación	Costo total
Tubería de 8"	8660	\$ 315.155	\$ 2.729.244.032	\$ 6.213.550.000	\$ 8.942.794.032
Tubería de 6"	17130	\$ 144.373	\$ 2.473.114.629	\$ 12.290.775.000	\$ 14.763.889.629
Tubería 4"	1830	\$ 89.357	\$ 163.523.859	\$ 1.313.025.000	\$ 1.476.548.859
			\$ 5.365.882.520	\$ 19.817.350.000	<b>\$ 25.183.232.520</b>

Fuente: Elaboración propia.

## 3) Instalar Grapas en las Juntas de manera preventiva y programada

Como alternativa de prevención de las fugas, ésta se puede aplicar total o gradualmente, se debe realizar una excavación de aproximadamente 7 metros lineales con el fin de descubrir y reparar dos juntas y está este costo como también los costos totales de esta opción se aprecian en la Tabla 10.

Tabla 10 Alternativa 3

Colocar grapas en las juntas de manera preventiva y programada					
Materiales	No Juntas	Costo Und	Costo Material	Costo Instalación	Costo total
ACC UNION VITAULIC 905 8"	1443	\$ 2.038.333	\$ 2.941.993.963	\$ 12.428.002.264	\$ 15.369.996.227
ACC UNION VITAULIC 905 6"	2855	\$ 1.516.000	\$ 4.328.180.000	\$ 24.583.334.732	\$ 28.911.514.732
ACC UNION VITAULIC 905 4"	305	\$ 986.600	\$ 300.913.000	\$ 2.626.240.663	\$ 2.927.153.663
			\$ 7.571.086.963	\$ 39.637.577.659	<b>\$ 47.208.664.622</b>

Fuente: Elaboración propia.

#### 4) Reparar Juntas con Termofusión o Electrofusión

Para la aplicación de esta alternativa se hace necesario el cambio de un tubo por cada dos juntas, se requiere para el refrentado de las caras de los tubos que se van a unir mediante el proceso de termofusión, otra elección es comprar las uniones y realizar las uniones por electrofusión, sin embargo, no se recomienda esta última debido a que se encontró en la literatura investigada que se presentan problemas con este tipo de juntas incluso inconvenientes mayúsculos a los de la termofusión. En la tabla 11 se aprecian los costos unitarios y totales de esta alternativa.

Tabla 11 Alternativa 4.

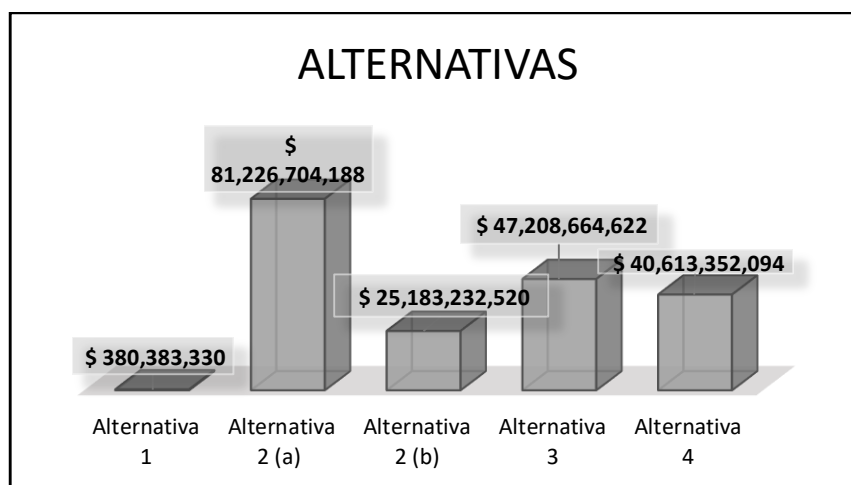
Reparar juntas con Termofusión o Electrofundición					
Materiales	longitud	Costo ML	Costo Material	Costo Instalación	Costo total
Tubería de 8"	4330	\$ 101.310	\$ 438.672.300	\$ 12.428.002.264	\$ 12.866.674.564
Tubería de 6"	8565	\$ 59.763	\$ 511.870.095	\$ 24.583.334.732	\$ 25.095.204.827
Tubería 4"	915	\$ 27.576	\$ 25.232.040	\$ 2.626.240.663	\$ 2.651.472.703
			\$ 975.774.435	\$ 39.637.577.659	<b>\$ 40.613.352.094</b>

Fuente: Elaboración propia.

### Análisis gráfico de alternativas

En la Figura 29. se observa la comparación de costos totales de las alternativas enunciadas con el propósito de una mejor visualización para la toma de decisiones no sin antes realizar el análisis respectivo de la opción económica pero efectiva.

Figura 29 Análisis de alternativas.



Fuente: Elaboración propia.

Si bien la alternativa 1 es la más económica en contraste con las demás, a ésta se le realizó el respectivo análisis con el fin de conocer los costos totales, se presenta a continuación la Tabla 12. donde se expresa el costo anual de reparaciones a las fallas de la Tubería del SCI, tomando como base el año 1998 para efectos de análisis.

Tabla 12 Costos de Mantenimiento, Alternativa 1.

<b>Alternativa 1</b>	<b>Costo Mantenimiento anual con proyección de precios teniendo en cuenta la inflación</b>
2021	\$ 391.794.830
2022	\$ 405.115.854
2023	\$ 418.889.793
2024	\$ 433.969.826
2025	\$ 449.592.739
2026 - 2043	\$ 11.780.859.436
2044	\$ 929.147.829
2045	\$ 966.313.742
2046	\$ 1.004.966.292
2047	\$ 1.045.164.943
2048	\$ 1.086.971.541
<b>Total</b>	<b>\$ 18.912.786.825</b>

Fuente: Elaboración propia.

Con un promedio de 11 fallas anuales y con una vida útil de 50 años de la tubería actual, se realiza una proyección de costos hasta el año 2048, es decir 28 años que restan de servicio de la tubería con el objetivo de conocer el costo total en reparaciones el cuál sería de \$ 18.912.786.825 aproximadamente, se tuvo en cuenta la proyección de la inflación realizada por el Banco de la República como también media de ésta (3%) y en un panorama de crecimiento económico, no obstante pueden presentarse periodos de recesión o choques externos en términos de baja demanda de crudo a nivel mundial lo que se traduciría en un stock de

producción impactando en los precios de Hidrocarburos; la proyección como bien se mencionó se realizó bajo un supuesto de que todo se mantiene constante, es decir, una economía en un escenario de no pandemia y de bajas afectaciones en los ciclos económicos, en este caso del sector Minero Energético.

En el año 2048 se prevén unos costos totales de la alternativa 1 que representarían el 75% aproximadamente de la opción 2B lo que se traduce en mayores costos porque se debe hacer el cambio de la tubería debido a la terminación de su vida útil, es importante anotar también, tener en cuenta posibles sobre costos como ambientales o sociales si se presenta una falla mayor la cual está determinada en la respectiva Matriz de Riesgos. Este criterio de decisión se haría frente a implementar la alternativa 1 y lo que representaría tomar la alternativa 2B en el año inmediatamente siguiente, es decir, el 2021.

## 7. CONCLUSIONES

Luego de efectuar el análisis técnico-económico por medio del método costo-efectividad se determinó que la alternativa más viable es la de cambio total de la tubería por metálica con el fin de optimizar el sistema contra incendio del CPF Cusiana, teniendo en cuenta la vida útil del sistema actual que es de cincuenta años, sin embargo debido a la emergencia manifiesta (Covid-19) se ha visto golpeada la economía en especial el sector de Hidrocarburos, consecuencia de esto también se propone a la elección la alternativa de reparaciones puntuales, teniendo en cuenta los posibles sobre costos a esta.

Para la recopilación de históricos de fallas se han encontrado 36 de estas y en lo que va del año 2020 se tienen alrededor de 5 fallas, en total 25 se han reparado, esta reparación consistió en colocar una junta vitaulic, sin embargo, el 9% del total de fallas está asociada a desajustes de uniones mecánicas, con respecto a la inspección, ésta se realiza junto con la reparación debido a la excavación que se debe realiza por la condición de la tubería.

De acuerdo a la información y análisis realizado los autores de esta monografía sugieren un plan basado en la filosofía de RCM y fundamentados en la Norma NFPA, haciendo uso del árbol de toma de decisiones de la Norma SAEJA 1012 y siguiendo el algoritmo de éste, nos lleva a la conclusión que la solución ante el problema de baja confiabilidad de la tubería enterrada es la realización de un rediseño obligatorio del SCI.

Para unos resultados confiables se recomienda para futuros estudios en esta área, se lleve registro de todas las fallas, aseguramiento de calidad en procedimientos a lo largo de su vida útil.

## BIBLIOGRAFIA

CUSIANA.1994. Ficha Técnica. Empresa Colombiana de Petróleos. Ministerio de Minas y Energía.

FARSHAD, Mehdi. 2011. Failure investigation of plastic pipes. Doi: 10.1016/B978-185617496-1/50003-3. Tomado de [<https://es.scribd.com/book/282482260/Plastic-Pipe-Systems-Failure-Investigation-and-Diagnosis>].

ISO14224:2016. Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural – recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos. Publicación de estándares BSI.

MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM II. Aladon LLC. Edición en español, 2004. 202 p. ISBN: 09539603-2-3.

Norma Internacional IEC 60300-3-11. 2009. Asociación Española de Normalización y Certificación.

Norma SAE JA 1011. 1999. [En línea] [Recuperado en 28 diciembre 2016]. Disponible en: [rcm3.org/la-norma-sae-ja-1011](http://rcm3.org/la-norma-sae-ja-1011).

Norma SAE JA 1012. 2002. Prácticas recomendadas para vehículos aeroespaciales y de superficie. [Recuperado de la Web].

ORTIZ, Daniel. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Memorias. Yopal, octubre. 2019.

VARELA, Rodrigo. 1982. Evaluación Económica de Alternativas operacionales y proyectos de inversión. Norma. Bogotá.