

## **Trabajo Especial de Grado**

### **Desarrollo de una metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) acoplada a un plan de inspección de tuberías de línea**

**Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Wilfredo Montenegro  
para optar al título de Ingeniero  
Mecánico.**

**Caracas, 2001**

# **Trabajo Especial de Grado**

## **Desarrollo de una metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) acoplada a un plan de inspección de tuberías de línea**

**Tutor Académico: Prof. José Luis Perera**  
**Tutor Industrial: Ing. Valmore Rodríguez**

**Caracas, 2001**

## **RESUMEN**

Montenegro R., Wilfredo J.

Título: “Desarrollo de Una Metodología de Inspección Basada en Riesgo Acoplada a un Plan de Inspección de Tuberías de Línea”.

Tutor Académico: José Luis Perera.

Tutor Industrial: Valmore Rodríguez.

Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica, Caracas 2001, 180 páginas.

Riesgo, Probabilidad de Falla, Consecuencias, Inspección.

Se elaboró una herramienta semi-cuantitativa de Análisis de Riesgo, basada en la metodología desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo (API) expresada en el documento API 581, para la posterior realización de los planes de inspección de las tuberías acorde a su nivel de riesgo y al entorno operacional de Petróleos de Venezuela. La herramienta elaborada contempla como factores que promueven la probabilidad de falla: los daños ocasionados por terceros sobre las tuberías (DT), la corrosión (C), consideraciones de diseño (D) y, finalmente, la operación (OI) en sí de la línea. Por su parte, se estiman las consecuencias de la posible falla y a través del producto de la probabilidad de falla por las consecuencias de ésta, se obtiene el nivel de riesgo de cada tubería o sección de la misma. Esta herramienta se presenta en un software bajo formato Excel llamado IBRTL2000.

*A mis padres*

*A María*

*A Walter*

## **AGRADECIMIENTOS**

A PDVSA Intevep, Valmore Rodríguez y al Departamento de Tecnología de Materiales, por darme la oportunidad de desarrollar este trabajo.

A Alvaro Camacho Manuitt y Juan José González por la confianza, el apoyo y la amistad durante el desarrollo del presente trabajo.

Al Ing. José Luis Perera

Al Ing Julio Zambrano

A toda mi familia, en especial a Soraya y Heberto

A mis compañeros Sabina López, Gabriela Meneses, Antonella Cristiano, Adriana Boschetti, Maricelis Trujillo, Marjorie Ramírez, Mirtha García, Joan Martínez y Vladimir Holmquist por su calidad humana y darme la oportunidad de ser su amigo.

A Ruth, por ser una bella persona y brindarme los mejores años en la Universidad y a la Sra. Margarita por todas sus demostraciones de cariño.

A Gherozka Hernández por su cariño, su confianza, su apoyo y su sonrisa.

A Reinaldo Ibarra y mi prima Yasnahia.

A Dios, por manifestarse en todas estas personas.

# ÍNDICE GENERAL

RESUMEN .....	III
AGRADECIMIENTOS .....	V
ÍNDICE GENERAL.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XIV
LISTA DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS.....	XV
INTRODUCCIÓN .....	1
<b>CAPÍTULO I: EL PROBLEMA .....</b>	<b>4</b>
OBJETIVOS.....	6
<i>Objetivo General</i> .....	6
<i>Objetivos específicos</i> .....	6
<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>7</b>
2.1 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO.....	7
2.2 APLICACIÓN DE IBR PARA LA OPTIMIZACIÓN DE PROCEDIMIENTOS .....	9
2.3 DEFINICIÓN Y MEDIDA DEL RIESGO .....	10
2.4 LA RELACIÓN ENTRE RIESGO E INSPECCIÓN.....	11
2.5 FRECUENCIA DE INSPECCIÓN.....	13
2.6 FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS DE RIESGO .....	14
2.6.1 <i>¿Qué puede ir mal?</i> .....	15
2.6.2. <i>¿Cuán probable es?</i> .....	15
2.6.3 <i>¿Cuáles son las consecuencias?</i> .....	17
<b>CAPITULO III: DISEÑO METODOLÓGICO .....</b>	<b>18</b>
3.1. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO Y TUBERÍAS DE LÍNEA .....	18

3.1.1 Jerarquización de las tuberías .....	18
3.1.2 Sistema de jerarquización.....	20
3.1.3 Matriz de riesgo.....	20
3.1.4 Segmentación de la tubería.....	22
3.1.5 Índice de Probabilidad de Falla.....	22
3.1.5.1 Suposiciones básicas .....	26
3.1.6 Cuantificación de las Consecuencias .....	28
3.1.6.1 Suposiciones y limitaciones .....	28
3.2 DESARROLLO DEL ÍNDICE DE PROBABILIDAD DE FALLA.....	29
3.2.1 Subíndice de Daños por terceros.....	29
3.2.1.1 Exposición de la tubería (20%).....	29
3.2.1.2 Nivel de Actividad (15 %).....	31
3.2.1.3 Frecuencia de Patrullaje (10 %).....	33
3.2.1.4 Instalaciones de Superficie (20 %) .....	34
3.2.1.5 Señalizaciones (5 %).....	35
3.2.1.6 Condiciones de la Pica (5 %).....	36
3.2.1.7 Sistema de llamada de emergencia (5 %).....	37
3.2.1.8 Protocolos de Excavación (10 %).....	37
3.2.1.9 Sabotaje (10 %).....	38
3.2.2 Subíndice de Corrosión.....	39
3.2.2.1 Corrosión Externa (80 %).....	39
3.2.2.1.1 Interfases Presentes (16 %).....	39
3.2.2.1.2 Revestimiento (20%).....	41
3.2.2.1.3 Protección Catódica (12 %) .....	47
3.2.2.1.4 Levantamiento de potenciales (5 %) .....	55
3.2.2.1.5 Corrosividad del medio (10 %).....	56
3.2.2.1.6 Interferencia de Corriente Alterna(5 %).....	61
3.2.2.1.7 Corrosión Bajo Tensión (7 %) .....	63
3.2.2.2 Edad del Sistema (5%) .....	70
3.2.2.3 Corrosión Interna (20 %).....	71
3.2.2.3.1 Corrosividad del Fluido.....	71

3.2.2.3.2 Protección Interna .....	73
3.2.3 <i>Subíndice de Diseño</i> .....	76
3.2.3.1 Factor de Seguridad (20 %) .....	76
3.2.3.2 Prueba Hidrostática (20 %) .....	80
3.2.3.3 Golpe de Ariete (15 %) .....	81
3.2.3.4 Fatiga (20 %) .....	82
3.2.3.5 Flexibilidad (10 %) .....	83
3.2.3.6 Trayectoria (15 %) .....	84
3.2.4 <i>Subíndice de Operaciones Incorrectas</i> .....	85
3.2.4.1 Diseño .....	85
3.2.4.1.1 Identificación de Peligros (5%) .....	85
3.2.4.1.2 Posibilidad de Alcanzar MAOP (10%) .....	89
3.2.4.2 Mantenimiento (20%) .....	91
3.2.4.3 Construcción (10 %) .....	92
3.2.4.4 Operaciones ( 55 %).....	93
3.2.4.4.1 Procedimientos de operación (13%) .....	94
3.2.4.4.2 Entrenamiento (10 %) .....	94
3.2.4.4.3 SCADA (4%) .....	95
3.2.4.4.4 Supervisión del personal (2%) .....	96
3.2.4.4.5 Programas de seguridad (15%) .....	96
3.2.4.4.6 Inspección (5%) .....	97
3.2.4.4.7 Enganches (3%) .....	98
3.2.4.4.8 Materiales y accesorios (3%).....	98
3.2.5 <i>Categorías de Probabilidad de Falla</i> .....	99
3.3 ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS .....	100
3.3.1 <i>Determinación del fluido representativo y sus propiedades</i> .....	100
3.3.2 <i>Selección de la gama de agujeros</i> .....	102
3.3.3 <i>Estimación del monto total de fluido disponible para la fuga</i> .....	103
3.3.4 <i>Estimación de la tasa de fuga</i> .....	103
3.3.4.1 Cálculo de la tasa de fuga para líquidos.....	104
3.3.4.2 Cálculo de la tasa de fuga para gases.....	105



3.3.4.2.1 Tasa de fuga para régimen sónico.....	105
3.3.4.2.2 Tasa de fuga para régimen subsónico .....	106
3.3.4.3 Flujo multifásico o mezcla de fluidos.....	106
3.3.5 <i>Determinación del tipo de fuga</i> .....	107
3.3.6 <i>Determinación de la fase final del fluido</i> .....	108
3.3.7 <i>Evaluación de la respuesta a la fuga</i> .....	109
3.3.7.1 Fugas Inflamables .....	109
3.3.7.2 Fugas Tóxicas .....	109
3.3.7.3 Fugas al ambiente. ....	110
3.3.7.4 Evaluación de las acciones de mitigación.....	110
3.3.8 <i>Determinación de las consecuencias a la fuga</i> .....	110
3.3.8.1 Consecuencias Inflamables .....	111
3.3.8.1.1 Evaluación de los sistemas de detección y de aislamiento.....	123
3.3.8.1.2 Efecto de las medidas de Mitigación.....	124
3.3.8.2 Consecuencias Tóxicas .....	125
3.3.8.2.1 Criterio de Impacto Tóxico.....	126
3.3.8.2.2 Estimación de consecuencias.....	127
3.3.8.3 Consecuencias Financieras.....	130
3.3.8.3.1 Costos Directos .....	132
3.3.8.3.2 Costos Indirectos.....	132
3.3.8.3.3 Consecuencias Ambientales .....	133
3.3.9 <i>Categorías de Consecuencias</i> .....	134
3.4 RIESGO .....	136
<b>CAPITULO IV: RESULTADOS.....</b>	<b>138</b>
4.1 SOFTWARE IBRTL2000 .....	138
4.1.1 <i>Base de Datos</i> .....	138
4.1.2 <i>Daños por Terceros</i> .....	139
4.1.3 <i>Corrosión</i> .....	140
4.1.4 <i>Diseño</i> .....	140
4.1.5 <i>Operaciones Incorrectas</i> .....	141
4.1.6 <i>Consecuencias</i> .....	141

4.1.7 Riesgo.....	143
4.2 EJEMPLO DE EVALUACIÓN UTILIZANDO IBRTL2000 .....	144
4.2.1 Resultados de la evaluación.....	144
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>149</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>151</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>152</b>
<b>APÉNDICE: HOJA DE DATOS PARA RECOLECTAR LA INFORMACIÓN EN CAMPO .....</b>	<b>155</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

## CAPÍTULO III

TABLA 3.1 SUBÍNDICES DE PROBABILIDAD DE FALLA .....	24
TABLA 3.2 TEMPERATURA DE SERVICIO DE REVESTIMIENTOS .....	42
TABLA 3.3 DIFERENCIAS ENTRE LOS TIPOS DE CBT.....	65
TABLA 3.4 CONDICIONES ASOCIADAS A LA CBT .....	66
TABLA 3.5 ESFUERZO MÍNIMO DE FLUENCIA PARA LOS DISTINTOS GRADOS DEL MATERIAL DE LA TUBERÍA.....	79
TABLA 3.6 PUNTUACIÓN DEL FACTOR DE FATIGA.....	83
TABLA 3.7 EJEMPLO DE CÁLCULO DEL IPF.....	99
TABLA 3.8 CATEGORÍAS DE PROBABILIDAD DE FALLA.....	99
TABLA 3.9 FLUIDOS REPRESENTATIVOS .....	101
TABLA 3.10 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS REPRESENTATIVOS .....	101
TABLA 3.11 TAMAÑOS DE AGUJEROS .....	102
TABLA 3.12 GUÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA FASE FINAL DEL FLUIDO .....	108
TABLA 3.13 ECUACIONES PARA CONSECUENCIAS DE FUGA CONTINUA - AUTO IGNICIÓN NO PROBABLE.....	113
TABLA 3.14 ECUACIONES PARA CONSECUENCIAS DE FUGA INSTANTÁNEA - AUTO IGNICIÓN NO PROBABLE.....	114
TABLA 3.15 ECUACIONES PARA CONSECUENCIAS DE FUGA CONTINUA - AUTO IGNICIÓN PROBABLE.....	114
TABLA 3.16 ECUACIONES PARA CONSECUENCIAS DE FUGA INSTANTÁNEA - AUTO IGNICIÓN PROBABLE .....	115
TABLA 3.17 PROBABILIDADES DE UN EVENTO ESPECÍFICO–FUGA CONTINUA AUTO IGNICIÓN NO PROBABLE.....	117
TABLA 3.18 PROBABILIDADES DE UN EVENTO ESPECÍFICO–FUGAS INSTANTÁNEAS AUTO IGNICIÓN NO PROBABLE .....	118
TABLA 3.19 PROBABILIDADES DE UN EVENTO ESPECÍFICO – FUGA CONTINUA AUTO IGNICIÓN PROBABLE .....	119

TABLA 3.20 PROBABILIDADES DE UN EVENTO ESPECÍFICO – FUGAS INSTANTÁNEAS AUTO IGNICIÓN PROBABLE.....	120
TABLA 3.21 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DETECCIÓN Y AISLAMIENTO.....	123
TABLA 3.22 DURACIÓN DE LA FUGA BASADO EN LOS SISTEMAS DE DETECCIÓN Y AISLAMIENTO.....	124
TABLA 3.23 TIEMPO DE DETECCIÓN PARA FUGAS BAJO TIERRA .....	124
TABLA 3.24 AJUSTE DE LAS CONSECUENCIAS POR LAS ACCIONES DE MITIGACIÓN. ....	125
TABLA 3.25 ECUACIONES REPRESENTATIVAS DEL ÁREA DE CONSECUENCIA DEBIDO A LA FUGA CONTINUA DE H <sub>2</sub> S. ....	129
TABLA 3.26 TASA DE FUGA EN EL SUELO (GAL/DÍA) PARA FUGA BAJO TIERRA PARA EL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS. ....	134
TABLA 3.27 DENSIDAD POBLACIONAL SEGÚN CLASE DE LOCALIDAD. ....	135
TABLA 3.28 CATEGORÍAS DE CONSECUENCIAS (FATALIDADES). ....	135
TABLA 3.29 CATEGORÍAS DE CONSECUENCIAS (PERDIDAS FINANCIERAS).....	136

## **CAPÍTULO IV**

TABLA 4.1 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS GASODUCTOS EVALUADOS .....	144
TABLA 4.2 RESULTADO DE LOS GASODUCTOS EVALUADOS(PROBABILIDAD DE FALLA) .....	145
TABLA 4.3 RESULTADOS DE LOS GASODUCTOS EVALUADOS(CONSECUENCIAS) .....	145
TABLA 4.4 JERARQUIZACIÓN DE LOS GASODUCTOS. ....	148

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

## CAPÍTULO III

GRÁFICA 3.1 ÁREA DE CONSECUENCIA PARA FUGA CONTINUA DE H <sub>2</sub> S.....	129
GRÁFICA 3.2 ÁREA DE CONSECUENCIA PARA FUGA INSTANTÁNEA DE H <sub>2</sub> S .....	130

# ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. 1. EVALUACIÓN DEL RIESGO EN TUBERÍAS .....	1
---	---

## CAPÍTULO II

FIGURA 2.1 GERENCIA DEL RIESGO UTILIZANDO IBR.....	10
FIGURA 2.2 CURVA DE FALLA “LA BAÑERA” .....	16

## CAPÍTULO III

FIGURA 3.1 SISTEMA GENÉRICO DE JERARQUIZACIÓN.....	20
FIGURA 3.2 MATRIZ DE RIESGO.....	21
FIGURA 3.3 FLUJO DE CORRIENTE EN UNA TÍPICA ESTRUCTURA CORROÍDA:.....	47
FIGURA 3.4 PROTECCIÓN CATÓDICA CON CORRIENTE IMPRESA. ....	49
FIGURA 3.5 SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA DE UNA TUBERÍA ENTERRADA CON ÁNODO DE SACRIFICIO. ....	50
FIGURA 3.6 INTERFERENCIA AC.....	62
FIGURA 3.7 ARBOL DE EVENTOS DE LOS DISTINTOS TIPOS DE FUGA. ....	116
FIGURA 3.8 VISTA SUPERIOR DE LA FUGA DE UN PRODUCTO TÓXICO. ....	128

## CAPÍTULO IV

FIGURA 4.1 HOJA “BASE DE DATOS” .....	139
FIGURA 4.2 HOJA “DAÑOS POR TERCEROS” .....	139
FIGURA 4.3 HOJA “CORROSIÓN” .....	140
FIGURA 4.4 HOJA “DISEÑO” .....	141
FIGURA 4.5 HOJA “OPERACIONES INCORRECTAS” .....	142
FIGURA 4.6 HOJA “CONSECUENCIAS” .....	142
FIGURA 4.7 HOJA “RIESGO” .....	143
FIGURA 4.8 MATRIZ DE RIESGO RESULTANTE DE LA EVALUACIÓN DE LOS GASODUCTOS....	147

## LISTA DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

<b><math>\sigma_c</math></b> : Esfuerzo circunferencial.	<b><math>F_{s_{cmd}}</math></b> : Factor de seguridad del componente más débil.
<b><math>\rho</math></b> : Densidad	<b>FTA</b> : Análisis de Arbol de fallas
<b><math>\sigma_m</math></b> : Esfuerzo medio de fatiga.	<b><math>g_c</math></b> : Factor de conversión de libra fuerza a libra masa.
<b><math>\Delta P</math></b> : Diferencia de presión entre la atmosférica y la presión de operación.	<b>GSP</b> : Gerencia de Seguridad de lo Procesos
<b>A</b> : Area de consecuencia	<b>HAZOP</b> : Estudio de Peligro y Operabilidad
<b>AC</b> : Corriente Alterna	<b>IBR</b> : Inspección Basada en Riesgos
<b>Ao</b> : Área del orificio	<b>IPF</b> : Índice de Probabilidad de Falla
<b>API</b> : American Petroleum Institute	<b>M</b> :Peso Molecular
<b>ASME</b> : American Society of Mechanical Engineers	<b>MAOP</b> : Most Allowance Operating Pressure
<b>BRD</b> : Base Resource Document	<b>OI</b> : Subíndice de Operaciones Incorrectas
<b>C</b> : Subíndice de Corrosión	<b>p</b> : Profundidad de la tubería
<b>C<sub>agua</sub></b> : Corte de agua	<b>P</b> : Presión interna de la tubería de operación.
<b>CBT</b> : Corrosión Bajo Tensión	<b>Pa</b> : Presión atmosférica
<b>Cd</b> : Coeficiente de descarga	<b>Pcmd</b> : Presión permisible del componente más débil
<b>Cf</b> : Consecuencia de la falla	<b>PDVSA</b> : Petróleos de Venezuela S.A.
<b>C<sub>p</sub></b> : Poder calorífico a presión constante	<b>Pf</b> : Probabilidad de falla
<b>C<sub>ph</sub></b> : Cociente de prueba hidrostática	<b>PHA</b> : Análisis Preliminar de Peligros
<b>C<sub>v</sub></b> : Poder calorífico a volumen constante	<b>P<sub>o</sub></b> :Presión absoluta de operación de la tubería
<b>D</b> : Subíndice de Diseño	<b>Ppt</b> : Ubicación de la tubería como porcentaje de la profundidad total de la cuenca hidrográfica.
<b>DCVG</b> : Direct Current Voltaje Gradient.	
<b>Di</b> : diámetro interno de la tubería	
<b>DOT</b> : Department of Transportation	
<b>DT</b> : Subíndice de Daños por Terceros	
<b>Elf</b> : Empresa petrolera francesa	
<b>Es</b> : edad del sistema	
<b>ETA</b> : Análisis de Arbol de Eventos	
<b>Fs</b> : factor de seguridad	

**ps:** profundidad de la tubería sumergida con respecto al fondo.

**P<sub>trans</sub>** : Presión de transición

**Pts:** Puntuación

**Q<sub>m</sub>** : Tasa de fuga de líquido

**Q<sub>ms</sub>**: Tasa de fuga, flujo sónico

**Q<sub>ms</sub>**: Tasa de flujo en régimen subsónico

**R** : constante universal de los gases

**R:** riesgo

**s:** porcentaje del esfuerzo circunferencial respecto al **S<sub>y</sub>**.

**SCADA:**Supervisory Control And Data Acquisition

**SHA:** Seguridad Higiene y Ambiente

**S<sub>y</sub>**: Esfuerzo de fluencia

**t:** espesor de la pared de la tubería.

**t<sub>min</sub>** : espesor mínimo de la tubería

**T<sub>o</sub>** :Temperatura de operación

**t<sub>req</sub>** : espesor de pared mínimo aceptable

**TAI:** Temperatura de auto ignición

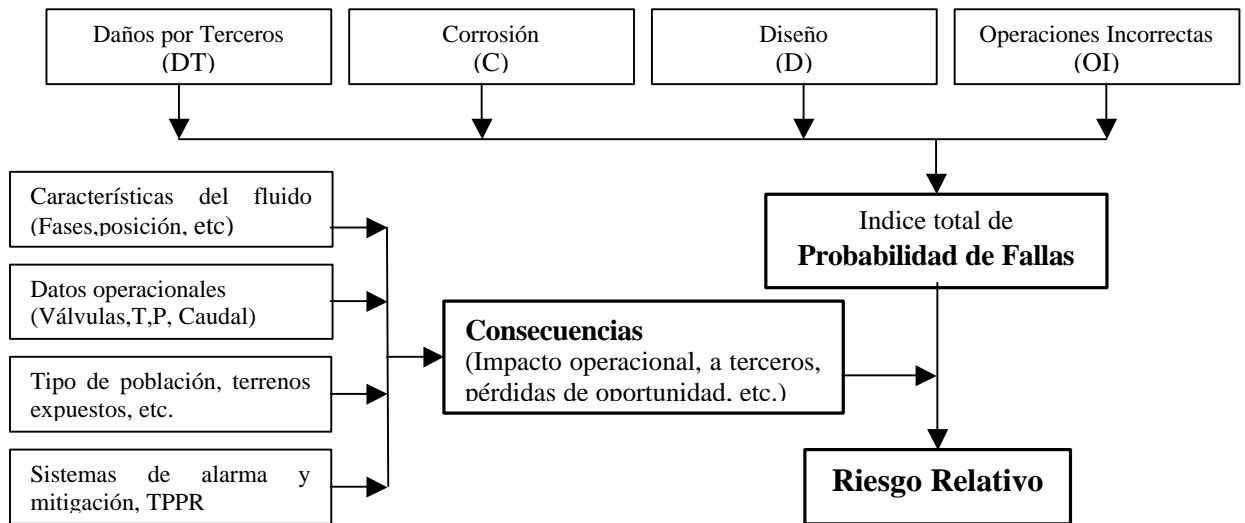
**x:** tasa o masa de fuga



## INTRODUCCIÓN

Como producto de la creciente competencia en el mercado petrolero y a las actuales regulaciones ambientales, las empresas petroleras se han visto en la necesidad de implementar nuevas y mejores técnicas que reduzcan los costos de producción, procesamiento y transporte del crudo y productos derivados, incrementando a su vez la confiabilidad de un equipo o conjunto de estos. Las tuberías de línea son de suma importancia ya que representan un medio de transporte rápido y seguro. Sin embargo, debido a las largas distancias que estas tuberías suelen recorrer, los costos de inspección son muy elevados pero necesarios para determinar la degradación a medida que transcurre el tiempo y disminuir la incertidumbre existente entre el estado actual de la tubería y su capacidad de soportar las condiciones ambientales y operacionales a las cuales se encuentra sometida.

Con el fin de clasificar un sistema de tuberías de línea y la facilitar la realización de un plan de inspección y mantenimiento, se elaboró una herramienta semi-cuantitativa de Inspección Basada en Riesgos, en donde las prioridades de inspección se obtienen de acuerdo al resultado obtenido en la evaluación de un Índice de Probabilidad de Falla (IPF) y la cuantificación de las consecuencias de la misma de acuerdo a la figura 1.



**Fig. 1. Evaluación del Riesgo en Tuberías**

La herramienta elaborada contempla, como factores que promueven la probabilidad de los daños ocasionados por terceros sobre la tubería (DT), la corrosión (C), consideraciones de diseño (D) que pudiesen promover o prevenir fallas y, finalmente, las

falla, por su parte, son calculadas asumiendo un fluido que represente al que es transportado por la tubería y tamaños de agujeros consecuencias donde se consideran: impacto en producción, daños ambientales, costos de su vez, se pueden estimar las consecuencias de la falla para flujos multifásicos, considerando por separado posibles de cada uno.

El desarrollo de esta herramienta es de suma importancia ya que facilitará la toma de decisiones en el desarrollo de los planes de inspección y mantenimiento, desviando los recursos y esfuerzos de inspección a aquellas tuberías que más lo requieran y enfocándose en las áreas de mayor preocupación, bien sea condiciones de diseño,

una revisión bibliográfica para identificar las diversas variables que afectan a las tuberías de línea y se realizaron consultas a personal variables en el Índice de Probabilidad de Falla. Sin embargo este índice es un valor relativo sometida a las condiciones más severas y por lo tanto tiene mayor riesgo. El IPF no representa la prob dispone de reglas confiables que indiquen como este índice altera la frecuencia genérica de falla de las tuberías. Así mismo el análisis de consecuencia se desarrolla bajo los ares existentes y representan el cálculo aproximado de las consecuencias de la falla en caso de que esta ocurra.

El procedimiento que permitió lograr los objetivos fue el siguiente: identificar las variables que interviene en tuberías de línea; consultas realizadas al personal de diseño, construcción, operación y mantenimiento acerca de estas variables así como a normas especificaciones técnicas; estimación del Índice de Probabilidad de Falla; análisis de consecuencias; elaboración de una matriz de riesgo; prueba piloto de la herramienta.

Con este trabajo se logró desarrollar una herramienta de Inspección Basada en Riesgo (IBR) en plataforma Excel llamada IBRTL2000, la cual es utilizada como referencia en el desarrollo de los planes de inspección de tuberías de línea acorde con el entorno operacional de la industria petrolera nacional.

A través de este trabajo se presenta el resultado de la investigación realizada en los siguientes Capítulos. En el Capítulo I: se expone el problema objeto de la investigación. En el Capítulo II: se detallan los aspectos referidos a los antecedentes, bases teóricas y variables que se analizaron en este estudio. En el Capítulo III: se presenta el Diseño Metodológico que fue seguido para realizar el estudio. En el Capítulo IV: se exponen los resultados. Finalmente, se presentan las conclusiones, recomendaciones, apéndices y referencias bibliográficas.

## CAPÍTULO I

metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) de acuerdo a las características de la

Este proyecto API para desarrollar IBR ha avanzado de acuerdo a los siguientes hitos:

1993: Proyecto iniciado por 16 patrocinantes.

n del Base Resource Document (BRD), realización de estudio piloto.

1997: Desarrollados software niveles I y II.

1998: Desarrollado software nivel III.

2000: Segunda Edición de

2001: Se espera el lanzamiento de una nueva versión del software

API PUB 581, “Base Resource Document on Risk Based Inspection”, es el  
ecesaria para aplicar el enfoque  
de API para IBR. Enseña el cómo hacer IBR y es una importante referencia para quien

“La Experiencia de Elf con Inspección Basada en Riesgo en el Mar del Norte” (Risk Based

petrolera francesa Elf en sus agencias noruegas, británicas y alemanas de exploración y  
producción d

naturaleza de las instalaciones de producción de petróleo y gas. La amplia experiencia  
operativa de Elf en el Mar del Norte fue integrada a este aprovechamiento. Aun cuando es

on los principios de IBR desarrollados en API PUB 581, la metodología pudo

ser significativamente simplificada y fácil de implementar. El acercamiento se obtiene con el software FAME® desarrollado por Elf, en el cual se utilizan modelos de degradación computarizados y permite fijar los distintos riesgos asociados a varios modos de falla. Las seguridades críticas de los sistemas o componentes individuales pueden ser cuantificados y los programas de inspección desarrollados en el momento adecuado.

La metodología de IBR desarrollada por API ha sido implementada en diversas áreas de la industria petrolera y petroquímica, encontrando en los procesos de refinación su mayor campo de aplicación, sin embargo no ha tenido el mismo éxito en otras áreas. Por esto la petrolera francesa Elf desarrolló su propia metodología, cuyos principios se basan en el documento API 581, y la aplicó en las plataformas ubicadas en el Mar del Norte obteniendo muy buenos resultados. El mismo problema se plantea para las tuberías de línea, en donde la metodología planteada en API 581 no brinda los mejores resultados, debido a que estos sistemas no son totalmente controlados por el custodio de la instalación y son significativamente más simples. Por esto se plantea desarrollar una metodología de IBR acoplada a un plan de inspección de tuberías acorde con el entorno operacional de PDVSA.

El desarrollo de esta metodología es de suma importancia ya que permitirá lograr mejores beneficios en cuanto al control de riesgos, optimizar los programas de inspección, disminuir los gastos de operación y obtener una vía clara para cumplir con los requerimientos esenciales de inspección.

Este trabajo especial de grado se desarrolla sobre la base de una revisión bibliográfica y en línea para identificar las diversas variables que afectan a las tuberías, sugerencias del personal de diseño, construcción, operación y mantenimiento de la Unidad de Explotación de Yacimientos Furrial en el norte de Monagas, líneas de transmisión de PDVSA GAS y con colaboración del personal de la Gerencia de Tecnología de Materiales de PDVSA Intevp.

La investigación se realiza para satisfacer primordialmente el análisis de riesgos de las tuberías de la Unidad de Explotación de Yacimientos Furrial, en donde estas se encuentran en su gran mayoría enterradas. Por lo tanto, el enfoque principal de la metodología se desarrolla para tuberías enterradas con posibilidad de evaluar tuberías aéreas y sumergidas.

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

- Desarrollar una metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) acoplada a un plan de inspección de tuberías de línea acorde con el entorno operacional de PDVSA.

### **Objetivos específicos**

- Establecer los criterios de IBR para tuberías de líneas utilizadas en la industria petrolera.
- Identificar los mecanismos de daño que afecten a las tuberías de línea y ponderarlos de acuerdo a su impacto en el riesgo, basados en la experiencia operacional, consulta con “expertos” y revisión bibliográfica.
- Realizar evaluación cuantitativa de las posibles consecuencias de falla
- Desarrollar un software de análisis de IBR para tuberías de líneas.
- Establecer una jerarquización, en cuanto al riesgo, de sistemas de tuberías de línea para el desarrollo de los planes de inspección.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Inspección Basada en Riesgo

En Inspección Basada en Riesgo, la palabra riesgo está asociada a la pérdida potencial de un evento con probabilidad no despreciable de ocurrir en el futuro. “controlar el riesgo hoy implica controlar pérdidas mañana”.

Por otro lado, la mayoría de las pérdidas comerciales han sido resultado de mal entendimiento o mala gerencia del riesgo. La metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) es una herramienta que permite optimar decisiones como planes de inspección, rediseño, renovación de equipos y alcance de paradas de planta. Se consiguen ahorros importantes porque se concentran los recursos en las fallas que ocasionan mayores costos. Es una herramienta efectiva para el mejoramiento de la confiabilidad. En la mayoría de las situaciones, una vez que el riesgo es identificado, surgen las alternativas para reducirlo.

Es importante entender que la metodología de Inspección Basada en Riesgo se presenta como una de las tantas posibilidades que existen para gerenciar el riesgo como criterio para la inspección. Como todas las opciones para determinar el riesgo, es válida de acuerdo a las metas de la empresa y al nivel de detalle deseado. En si, es un complemento de otras herramientas de mejoramiento de la confiabilidad como el Análisis de Criticidad y el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

Por lo tanto, la metodología de IBR nos brinda la base para gerenciar el riesgo dando como resultado la decisión a tomar, basada en información suministrada, en cuanto a la frecuencia de inspección y el nivel de detalle de las mismas. En muchas plantas, un alto porcentaje del total de unidades que representan riesgo son un pequeño porcentaje del total de las unidades evaluadas. Estos componentes, en riesgo potencialmente alto, necesitarán que se les preste mayor atención, quizás a través de un plan de inspección. El costo que representa un incremento en los esfuerzos de inspección puede, en ocasiones, ser reducido

disminuyéndolo en las áreas identificadas con potencial bajo de riesgo. Con la IBR, las inspecciones se realizarán de acuerdo a los libros y procedimiento de trabajo existentes, pero las prioridades serán guiadas por el procedimiento de IBR.

Los propósitos de la IBR son los siguientes:

- Proveer la capacidad de definir y medir el riesgo, creando una herramienta poderosa para la gerencia de muchos de los elementos más importantes de una instalación.
- Sistemáticamente reducir la probabilidad de falla haciendo mejor uso de los recursos de inspección.

El desarrollo de una metodología de IBR es el sólo un paso dentro de un programa integral de gerencia del riesgo. En el pasado, el enfoque de la medida del riesgo ha sido en el sitio y era relacionado solo con la seguridad de los equipos. Pero, hoy en día ha surgido el interés por otro tipo de riesgos:

- Riesgo de interrupción del servicio
- Riesgo de daño al ambiente
- Riesgo de las comunidades cercanas, etc.

La herramienta de IBR permite cualquier combinación de estos tipos de riesgo y ser factor de decisión en el que, como, cuando y dónde inspeccionar.

Todo riesgo de asocia a la falla, y ésta se define como todo evento que altere las condiciones normales de operación. En la metodología de IBR se entiende por falla a todo evento que cause que el fluido de trabajo en el equipo escape al exterior, es decir, que el equipo pierda su función contenedora, pudiendo causar daños a personas, instalaciones y al ambiente.



## **2.2 Aplicación de IBR para la optimización de procedimientos**

Cuando el riesgo asociado con un equipo es determinado y la efectividad relativa de las diferentes técnicas de inspección, en cuanto a la reducción del riesgo es cuantificada, la información adecuada se encuentra disponible para desarrollar una herramienta de optimización, planificación y implementación de la inspección basada en riesgo.

Como se muestra en la figura 2.1, las curvas estilizadas indican la reducción en el riesgo que puede ser esperado cuando el grado y frecuencia de la inspección se incrementa. En donde no existe inspección, el nivel de riesgo debe ser mayor. Con la inversión inicial en actividades de inspección, el riesgo comienza a disminuir. Un punto es alcanzado cuando las actividades de inspección adicionales reportan a la empresa poco retorno y, eventualmente, puede producir una reducción muy pequeña del riesgo.

No todos los programas de inspección son igualmente efectivos en cuanto a la detección, en servicio, del deterioro y a la reducción del riesgo. Varias técnicas de inspección se encuentran disponibles para detectar cualquier mecanismo de daño y cada método tendrá diferente costo y efectividad. La curva superior que se muestra en la figura 2.1 representa el típico programa de inspección. Una reducción en el riesgo se alcanza, pero no con eficiencia óptima. Hasta ahora, ningún método efectivo, en cuanto a costo, había estado disponible para determinar la combinación de los métodos de inspección y la frecuencia de las mismas que esta representada por la curva más baja en la figura 2.1 utilizando IBR.

Programas similares están disponibles para la optimización de los esfuerzos de inspección en otros campos. La clave para desarrollar este procedimiento es la habilidad de cuantificar el riesgo asociado con cada parte del equipo y luego determinar la técnica de inspección más apropiada.

Como se muestra en la figura 2.1, el riesgo no puede ser reducido a cero con tan solo los esfuerzos de inspección. Los factores inesperados que puedan coaccionar una falla incluyen y no solo se limitan, a los siguientes:

- Error humano.
- Desastres naturales.
- Eventos externos (colisiones).
- Efectos secundarios por unidades adyacentes.
- Actos deliberados (sabotaje).

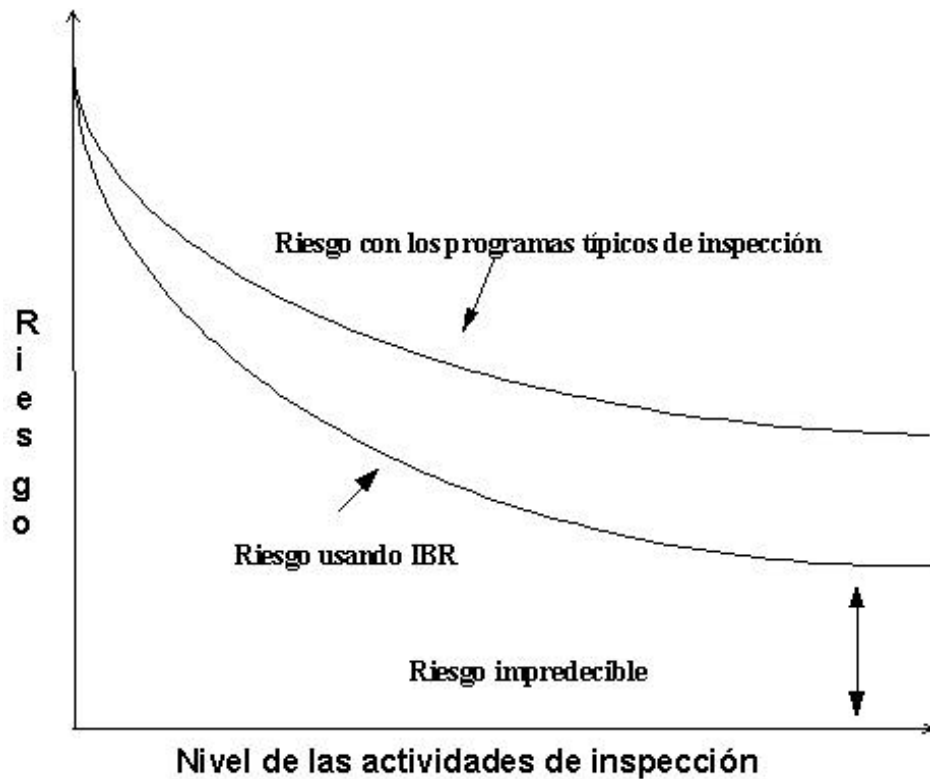


Figura 2.1 Gerencia del Riesgo utilizando IBR<sup>[1]</sup>.

### 2.3 Definición y Medida del Riesgo

Según el diccionario enciclopédico SALVAT se define riesgo como contingencia o proximidad de un daño.

En la metodología de IBR se define el riesgo, en términos cuantitativos, como la multiplicación de la *probabilidad de ocurrencia de un evento* por sus *consecuencias* (Véase Ec.2.1). En donde la probabilidad es medida en eventos por año y las consecuencias como área o pérdidas monetarias por evento, dando como resultado el riesgo en área afectada por año o pérdidas monetarias por año. Es sumamente importante la correcta interpretación de los dos términos dimensionales del riesgo para utilizar éste como herramienta de jerarquización.

$$R = Pf \times Cf \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde

R=Riesgo [pérdidas/año]

Pf= Probabilidad de falla [eventos/año]

Cf= Consecuencias de la falla [pérdidas/evento]

Teniendo en cuenta la definición de riesgo anteriormente expuesta, este puede ser reducido, bien sea disminuyendo la probabilidad de ocurrencia del evento de falla o disminuyendo las consecuencias o ambos. Es importante resaltar que, de acuerdo a la experiencia, las acciones dirigidas a disminuir la probabilidad de ocurrencia de eventos son más factibles o viables de ejecutar que aquellas dirigidas a disminuir consecuencias, ya que, estas últimas involucran mayores esfuerzos y decisiones de altos niveles gerenciales.

## **2.4 La relación entre riesgo e inspección**

Debido a que el *riesgo* tiene dos componentes, probabilidad y consecuencia, la inspección, es una actividad que trata de limitar el riesgo reduciendo cualquiera de sus dos componentes. Nosotros podemos entender la relación entre el riesgo y la inspección reconociendo cual componente del riesgo es reducido por una actividad particular de inspección. Una analogía puede ayudar a clarificar el concepto.

*Uno de los mayores riesgos que corren las personas a diario es el riesgo a una lesión o muerte en un accidente automovilístico. Las personas aceptan ese riesgo individualmente, pero colectivamente la sociedad trata de controlarlo. Ejemplos obvios de control son los límites de edad para manejar, prohibición de manejar bajo el efecto del alcohol, límites de velocidad y otras leyes y regulaciones. Otra acción que puede ser tomada por la sociedad es requerir una inspección anual como mínimo. Esta acción parece importante intuitivamente, pero ¿qué efecto tiene?. Esto afecta la probabilidad de falla o las consecuencias o ambas. La siguiente tabla nos muestra las posibles conclusiones examinando la inspección de distintos componentes del vehículo.*

<b><i>Componente</i></b>	<b><i>Probabilidad</i></b>	<b><i>Consecuencia</i></b>
<i>Corneta</i>	<b>4</b>	
<i>Luces</i>	<b>4</b>	
<i>Luces de cruce</i>	<b>4</b>	
<i>Frenos</i>	<b>4</b>	<b>4</b>
<i>Limpia parabrisas</i>	<b>4</b>	
<i>Cauchos</i>	<b>4</b>	<b>4</b>
<i>Cinturón de seguridad</i>		<b>4</b>

*El efecto de inspeccionar cualquier componente en específico en la probabilidad de falla o en la consecuencia puede ser discutido, pero la mayoría de las personas estarán de acuerdo en que estos tipos de inspecciones son importantes. Por nuestra seguridad personal, nosotros mantenemos el carro en buenas condiciones. Aunque el inspeccionar implique una molestia, pocos votaran por eliminarla.*

*En esta analogía, todas excepto una son inspecciones de función; la excepción es una inspección de condición. Las inspecciones de función, como la de la corneta, son falla/no-falla. Si la corneta funciona, esta pasa la inspección. La excepción es la inspección de los cauchos. Si el carro va la estación de inspección y los cauchos son llenados de aire hasta una presión adecuada, podemos decir que funciona apropiadamente. Pero el criterio falla/no-falla en este caso no es la función, sino la*

*condición de los cauchos. Si el desgaste del caucho excede cierto límite, el caucho no pasará la inspección. Existen muchas opciones para evaluar la función de un componente y muchas opciones para evaluar su condición. Algunas evaluaciones realizan ambas. El punto importante es que la inspección utilizada debe ser apropiada de acuerdo a los resultados que se esperan de la misma. Chequear la presión de aire de los cauchos carece de sentido como inspeccionar visualmente la corneta para ver si esta funciona.*

En la analogía presentada se puede observar como la inspección puede afectar al riesgo. Cuando la inspección se lleva a un proceso, esto se hace más complicado. Por una razón, un vehículo puede ser inspeccionado en pocos minutos, pero una minuciosa inspección de un componente en un proceso de la industria petrolera puede tomarse fácilmente varias semanas. Cuando nosotros consideramos el número de componentes a ser inspeccionados y el número de opciones que se nos presentan en cuanto a inspección se refiere, la tarea de establecer prioridades puede ser muy significativa.

En plantas de procesos, los programas de inspección se establecen para detectar y evaluar el deterioro y daño debido a la operación. La efectividad de los programas de inspección varía ampliamente. Al final de la escala se encuentran los programas reactivos, que solo se limitan a áreas de atención, en contraste con los programas amplios que toman en cuenta gran variedad de equipos. El extremo podría ser el “no lo inspecciones hasta que haya fallado”.

El más extenso de los métodos utilizados para la inspección seguramente será el más costoso, *sin ser necesariamente efectivo*. IBR tiene la facilidad de informarnos cual equipo requiere las más sofisticadas y frecuentes inspecciones, mientras las áreas de menor riesgo son inspeccionadas de una manera proporcional al menor riesgo.

## **2.5 Frecuencia de Inspección**

Los procedimientos de calidad pueden ser usados para implantar los intervalos de inspección. La tasa actual de deterioro es función de una compleja interacción de las

propiedades de los materiales, ambiente, condiciones de operación y estado de esfuerzos. En los procesos de calidad, un estimado conservador de la tasa de deterioro es calculado, y la siguiente inspección es programada anticipadamente a una falla. En cada futura inspección, la tasa actual de deterioro es mejor definida, y la frecuencia de inspección podrá ser ajustada acorde a esto.

La metodología de IBR debe ser adaptada a la gran cantidad de información que define las prácticas de inspección constituidas por documentos como el API 510. Estas prácticas de inspección se deben ajustar profundamente al procedimiento de jerarquización de IBR. Códigos de organizaciones como PDVSA, API, ASME y otras organizaciones han sido usadas en los procedimientos de evaluación en el desarrollo de los índices para establecer la probabilidad de falla. Donde los estándares no han establecido determinado parámetro, mas bien la experiencia de la industria y buenas prácticas han suministrado las bases para la evaluación.

## **2.6 Fundamentos del análisis de Riesgo**

La metodología de IBR no es una herramienta para el análisis de riesgo, IBR es un híbrido que combina dos disciplinas: análisis de riesgo e integridad mecánica.

Nuestra definición de riesgo nos da a entender que este no es una cantidad estática. Al cambiar las condiciones, el riesgo también esta cambiando en función de lo que puede ir mal, la probabilidad de ocurrencia de un evento y la consecuencia del mismo. Debido a que las condiciones también cambian con el tiempo, este se convierte en un factor indirecto del riesgo. Cuando desarrollamos una evaluación de riesgos estamos evaluando una situación que esta ocurriendo en un instante determinado.

Según Muhlbauer<sup>[2]</sup>, para realizar un análisis de riesgos se deben definir bien tres aspectos:

### **2.6.1 ¿Qué puede ir mal?**

Como ya hemos definido, las fallas en una sección de un sistema ocurren cuando existe la fuga de cantidades considerables de un producto. El término “cantidades considerables” se refiere a las fallas que causan molestias tanto a la comunidad, al ambiente y a la empresa.

Algunos sistemas trabajan bajo ciertas condiciones de presión interna. Esto requiere de una estructura con cierta resistencia. Si la estructura no tiene la suficiente resistencia, entonces, la falla ocurre. La pérdida de resistencia puede ocurrir debido a adelgazamiento del material por corrosión, fatiga y por daños mecánicos como raspaduras o golpes. La falla también puede ocurrir si la estructura está sometida a esfuerzos mas allá de los tolerables según el diseño. Sobrepresiones, pandeo excesivo y excesos de temperatura suelen ser ejemplos de esto.

La respuesta a la pregunta ¿qué puede ir mal? debe ser bastante extensa. Todos los posibles modos de falla y las causas que los inician deben ser identificados.

### **2.6.2. ¿Cuán probable es?**

Una vez que los peligros han sido identificados, las probabilidades de ocurrencia de los eventos son calculadas. Cuando gran cantidad de eventos tiene que ocurrir para iniciar un accidente, la probabilidad de los eventos individuales son combinados para obtener la probabilidad de ocurrencia del accidente. Esta combinación de las probabilidades puede ser en serie o en paralelo, dependiendo de cómo los eventos interactuen.

Idealmente, la probabilidad de ocurrencia basada en datos históricos será usada. Los datos históricos, sin embargo, no se encuentran generalmente disponibles para toda la gama de eventos y secuencia de los mismos. Además, cuando los datos están disponibles, son datos de eventos muy específicos.

Otro posible problema con el uso de datos históricos es que se asume que las condiciones permanecen constantes. Por ejemplo, cuando los datos históricos muestran alta ocurrencia de fallas debido a corrosión, el operador puede tomar medidas para reducir las fugas. Los datos históricos solo podrán predecir fallas si no se toman acciones correctivas. Aunque estas formen parte importante de un análisis de riesgo, esta no debe ser tomada individualmente para determinar probabilidad de falla.

La frecuencia histórica de fallas le pueden decir al operador del sistema de tuberías algo respecto al sistema que está evaluando. En la figura 2.2 se muestra un gráfico, bien conocido como curva de “la bañera”, de las frecuencias de fallas. La primera porción o periodo de ajuste es llamada la fase de “mortalidad infantil”, donde los defectos debido a la construcción se desarrollan. Cuando estos defectos son superados caemos en la segunda zona, esta es la zona en donde la tasa de accidentes se mantiene relativamente constante en el tiempo. Después de cierto período esta frecuencia de falla comienza incrementarse a medida que el equipo va llegando al final de su vida útil. Un análisis general de los datos de falla puede sugerir una curva como esta e indicarle al evaluador en que fase se encuentra el sistema y que se puede esperar de él.



**Figura 2.2 Curva de falla “la bañera”**



En la evaluación de riesgos de un sistema, la probabilidad de ocurrencia de un evento se obtiene de la evaluación de ciertos puntos de importancia, donde a estos se les asigna una puntuación relativa, de acuerdo a su grado de importancia en el análisis. Este grado de importancia esta basado en la experiencia del operador, incluyendo los datos históricos y los conocimientos generales del personal de operación.

### **2.6.3 ¿Cuáles son las consecuencias?**

Inherente a cualquier evaluación de riesgo se encuentran las consecuencias. Se calculará un valor para las consecuencias de un accidente, esto nos permitirá determinar cuanto se puede estar dispuesto a gastar para prevenir ese accidente.

Para poder estimar o cuantificar el riesgo, se debe utilizar una unidad común de medida de consecuencias para cada tipo de efecto (muerte, lesión, pérdida monetaria o área afectada). La dificultad de comparar los diferentes tipos de efectos ha llevado a utilizar las fatalidades (muertes) como criterio de comparación predominante.

Muchas de las pérdidas son fáciles de cuantificar. En el caso de un accidente mayor en una tubería (posiblemente explosión y fuego), podemos cuantificar las pérdidas como daños a edificaciones, automóviles y otras propiedades, el costo de la interrupción del servicio, el costo de limpieza, etc.. Pero, si se pierden vidas humanas ¿Qué valor le podemos asignar?. Mucho se ha escrito referente a este controversial tema.

Existen principalmente dos métodos para determinar el valor económico de la vida humana. El primero basa el valor en la pérdida económica de las futura contribuciones de un individuo a la sociedad. El segundo, voluntad de pago, se basa en cuanto está un individuo dispuesto a pagar para reducir la probabilidad de una muerte accidental. Cada uno de estos métodos tiene sus desventajas y sus beneficios. Mientras muchas empresas y agencias federales llegan a establecer diversos números, PDVSA aplica US\$ 500.000<sup>[5]</sup> por cada vida que pueda perderse siempre que esta forme parte de su personal, ¿Cuánto puede valer la vida de una persona ajena a la empresa?.

## **CAPITULO III**

### **DISEÑO METODOLÓGICO**

#### **3.1. Inspección Basada en Riesgo y tuberías de línea**

La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME), el Instituto Americano de Petróleo (API) y otras instituciones han reconocido a la metodología de IBR como herramienta para establecer los alcances de los planes de inspección y para el desarrollo efectivo de las actividades de mantenimiento. Una guía para la implementación de esta metodología la tenemos a la disposición en el documento API 581<sup>[1]</sup>.

La metodología desarrollada por API crece en popularidad y se aplica actualmente a mucha de las instalaciones de la industria petrolera y petroquímica nacional, como por ejemplo en La Refinería El Palito y Pequiven en donde se han obtenido beneficios de hasta 1775 MMBs. Sin embargo, ésta toma en cuenta muchos factores que no aplican cuando se quiere realizar un análisis de este tipo a tuberías de línea, y por el contrario no toma en cuenta mucho de los parámetros que causan las principales fallas en tuberías de este tipo. Esto se debe a que la metodología desarrollada por API esta hecha para ser aplicada a procesos en refinerías y plantas químicas.

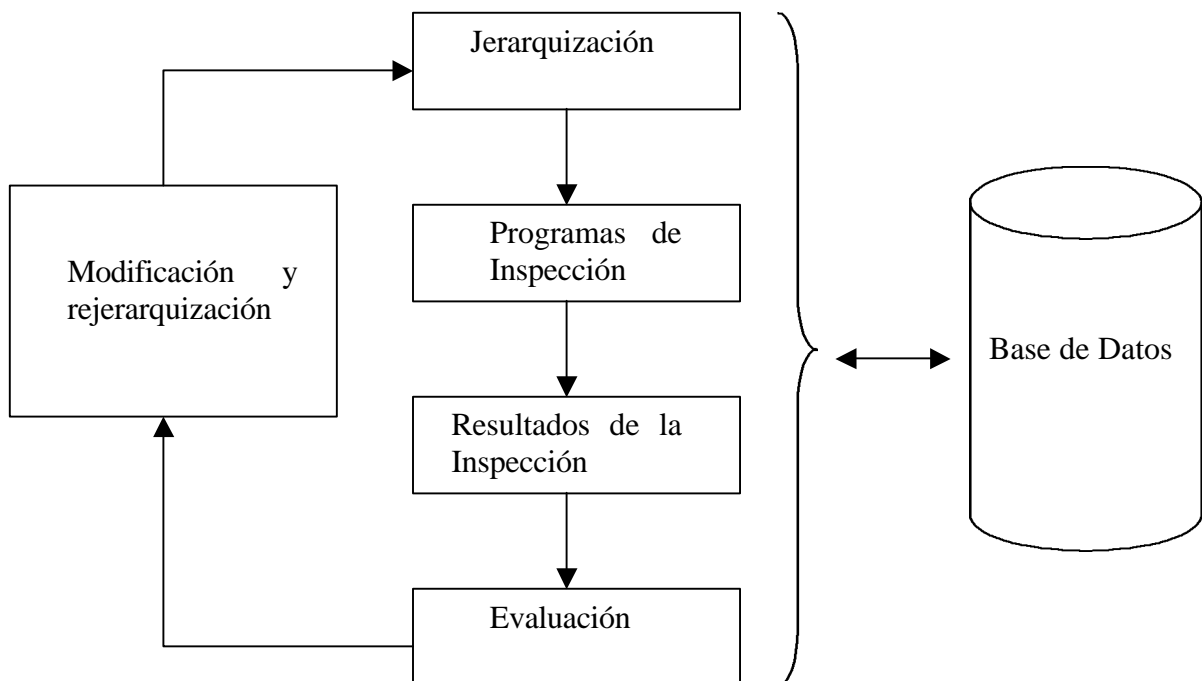
En este trabajo se desarrolló una metodología detallada para cuantificar el riesgo relativo en un sistema de tuberías de línea, desarrollando una herramienta, no necesariamente compleja, con la finalidad de que esta pueda ser utilizada relativamente en poco tiempo y por un solo evaluador.

##### **3.1.1 Jerarquización de las tuberías**

Se puede establecer una estrategia de inspección a través de la jerarquización de las tuberías o tramos de tuberías. El proceso de jerarquización se basa en la probabilidad (características estructurales, condiciones, etc.) y consecuencias (seguridad, ambiente, interrupción del servicio, etc.) de una falla. Debido a que muchas de las características más importantes (edad del sistema, la profundidad de la tubería, etc.), no pueden ser alteradas por la realización de la inspección, toda tubería tendrá un “riesgo” intrínseco, es decir, la posición de una sección o tubería, en cuanto al riesgo, se mantiene igual o mayor a su valor intrínseco.

El proceso de jerarquización debe ser retroalimentado con los resultados de las inspecciones. Por ejemplo, tuberías que se encuentra en buenas condiciones después de realizada la inspección, sin signos de daño o degradación puede encontrarse en un valor bajo de riesgo pero mantiene su valor intrínseco. Entre inspecciones el riesgo de la tubería se moverá hacia el tope de la lista, es decir, ira incrementando su riesgo y la rapidez con que lo haga depende la tasa de degradación y el cambio de las condiciones en el tiempo.

La figura 3.1 muestra el modelo genérico de un sistema de jerarquización, en donde la información clave del sistema de tuberías se encuentra en la base de datos.



### **Figura 3.1 Sistema genérico de jerarquización<sup>[3]</sup>**

#### **3.1.2 Sistema de jerarquización**

El concepto de jerarquización de tuberías de línea para desarrollar los planes de inspección, usando una metodología basada en el riesgo, esta fundamentado en el enfoque que ha venido desarrollando el Instituto Americano de Petróleo (API) para refinerías y plantas químicas. Para refinerías el concepto es realizar la inspección para determinar la degradación o daño de cualquier equipo, tuberías y otros elementos de una instalación de procesamiento. Para tuberías de línea el punto es la realización de la inspección para determinar la resistencia, degradación o daño de cualquier porción de la tubería.

La probabilidad de falla para IBR tuberías de línea corresponde a la posibilidad de que la tubería falle en cualquier momento a medida que transcurre el tiempo. Sin embargo esta técnica no establece explícitamente la probabilidad de falla, en cambio establece un Índice de Probabilidad de Falla(IPF).

Para determinar este índice de probabilidad de falla se requiere entonces de información estructural en función de establecer la susceptibilidad de la instalación a una falla.

Las consecuencias corresponden a los problemas de seguridad, ambiente y financieros que ocasionaría la falla de ocurrir en el futuro. Para esto se sigue los estándares de consecuencia que típicamente son utilizados para evaluar riesgo en cualquier tipo de instalación. No se espera que esta estimación de las consecuencias represente la pérdida que en realidad se presentará si ocurre un evento de falla, pero sí un estimado.

#### **3.1.3 Matriz de riesgo**

Como hemos definido, el riesgo es la combinación de la probabilidad y consecuencia de una falla, entonces se hace posible hacer comparaciones, a grosso modo, entre los efectos de las fallas menos costosas y las más catastróficas. En una herramienta de análisis de riesgo la probabilidad de falla equivale a la frecuencia de falla y las consecuencias a las pérdidas monetarias debido a la falla. El producto de estos nos refleja las pérdidas anuales.

El Índice de Probabilidad de Falla (IPF) que se obtiene de esta metodología para tuberías de línea representan las tendencias relativas como comparación de las operaciones, diseño y condiciones con otras líneas.

Con este sistema de jerarquización no se puede modificar directamente las frecuencias genéricas de falla de las tuberías y por lo tanto el costo, ya que no se ha determinado como el IPF influye en estas. En lugar de esto, el riesgo se expresa en 4 categorías (Bajo, Medio, Medio Alto y Alto) que a su vez se basan en categorías obtenidas del desarrollo del Índice de Probabilidad de Falla y el análisis consecuencia. Estas categorías son usualmente representadas en una matriz de riesgo.

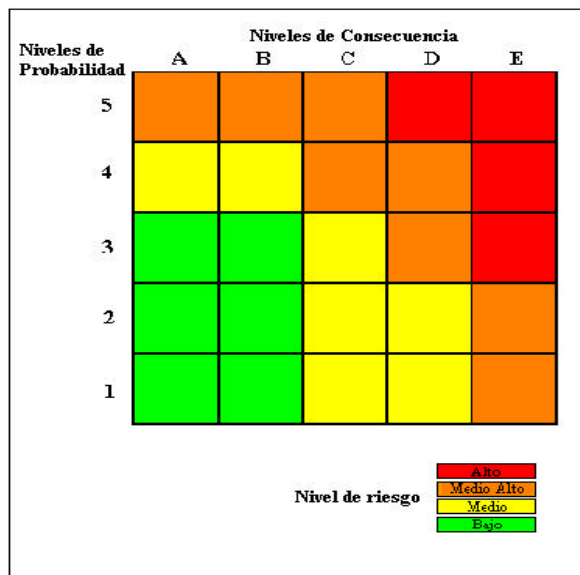


Figura 3.2 Matriz de Riesgo<sup>[1]</sup>

El la figura 3.2 se puede observar la matriz de riesgo aprobada para la metodología de IBR de API para refinerías y plantas químicas. Esta misma matriz de 5 x 5 es la que se adopta para esta metodología de IBR aplicada a tuberías de línea. Las cinco categorías, de acuerdo al IPF, de probabilidad de falla 1,2,3,4 y 5 siendo “5” el nivel con mayor probabilidad de falla y las cinco categorías de consecuencias A,B,C,D y E siendo “E” el nivel de mayores consecuencias, se combinan para dar como resultado la matriz de riesgo en donde este se divide en cuatro categorías: Riesgo Alto, Medio Alto, Medio y Bajo.

Las categorías de probabilidad de falla y consecuencias se definen más adelante en las secciones 3.2.5 y 3.3.9.

### **3.1.4 Segmentación de la tubería**

Existe gran cantidad de variables que son consideradas cuando analizamos la ruta de la tubería (densidad de población, tipo de terreno, etc.). Dependiendo de la información que se disponga para el análisis de riesgo, estas variables se mantienen rara vez constante a lo largo de toda la ruta. Para realizar un análisis mas objetivo del riesgo se debe segmentar la tubería en tramos. El criterio más apropiado para seccionar la tubería es establecer las divisiones en los puntos en donde ocurren los cambios más significativos. Por ejemplo, en zonas de salpique en donde la tubería pasa de aérea a sumergida o viceversa.

Para el cálculo de consecuencias será necesario introducir el inventario o cantidad total de fluido disponible que puede fugarse en caso de presentarse una falla, siendo este normalmente el confinado entre válvulas de bloqueo automático. Sin embargo no necesariamente la tubería tiene que ser segmentada entre válvulas de bloqueo, pero se debe tener presente que el inventario será el mismo para cada sección entre estas.

### **3.1.5 Índice de Probabilidad de Falla**

Cuando ocurre un accidente en tuberías, estos pueden ocasionar daños a propiedades, fatalidades o serios daños al ambiente. Las causas típicas de fallas en tuberías

incluyen la degradación del material por corrosión y/o erosión, sobrepresiones y rupturas o penetraciones debido a actividades de excavación u otras causas.

El Índice de Probabilidad de Falla (IPF) se determina basándose en información que se considera clave de la tubería y su valor se establece entre 0 y 100 puntos, siendo 100 puntos el máximo IPF posible y el que representa el mayor riesgo para una tubería o tramo de tubería. En términos muy simplificados, la probabilidad de falla es función de dos factores, la resistencia de la tubería y las cargas externas. Los factores que indiquen que la resistencia de la tubería no es la óptima o no cumple con los estándares establecidos incrementan el riesgo.

Para estimar el riesgo relativo de cada sección o tramo, Muhlbauer<sup>[2]</sup> ha definido cuatro (4) grandes subíndices, los cuales identifican y reúnen las causas de falla más comunes en las tuberías de línea. En cada subíndice se analizan y combinan datos provenientes de técnicas de inspección y mediciones referidas a la operación de la línea así como datos cualitativos referidos a la misma. Estos cuatro subíndices son:

- Subíndice de Daños por terceros (DT)
- Subíndice de Corrosión (C)
- Subíndice de Operaciones Incorrectas (OI)
- Subíndice de Diseño (D)

Dependiendo de las propiedades y características de operación de la línea, cada subíndice de probabilidad de falla (DT, C, OI y D) puede sumar hasta 100 puntos por sí solo, sin embargo, para el total del IPF, los cuatro subíndices representan diferentes porcentajes de éste, dependiendo de las experiencias en el sistema a evaluar. Por ejemplo, se puede establecer que el peso de cada subíndice es del 25 %, asumiendo que cada uno tiene la misma influencia en el Índice Probabilidad de Falla, pero puede presentarse el caso de una instalación en la cual los operadores consideran que el mayor peso lo debe llevar el subíndice de corrosión, y que a este se le debe asignar una influencia en el IPF del 50%,

mientras que a los otros tres el restante 50 %. En la tabla 3.1 se muestra la lista de los parámetros tomados en cuenta para cada uno de los subíndices y su influencia.

Estos subíndices varían de acuerdo al tipo de tubería que se está evaluando. Se pueden evaluar sistemas de tuberías aéreas, sumergidas y enterradas, de las cuales las últimas están expuestas a mayor número de mecanismos de daño que las primeras en el análisis de riesgo, esto debido que las tuberías enterradas se encuentran sometidas a las condiciones más severas.

**Tabla 3.1 Subíndices de probabilidad de falla  
Daños Por Terceros**

Exposición de la Tubería.....	0-20 pts	20 %
Nivel de Actividad.....	0-15 pts	15 %
Frecuencia de patrullaje.....	0-10 pts	10 %
Instalaciones de Superficie.....	0-20 pts	20 %
Señalizaciones.....	0 - 5 pts	5 %
Condiciones de la pica.....	0 - 5 pts	5 %
Llamadas de Emergencia.....	0 - 5 pts	5 %
Protocolos.....	0-10 pts	10 %
Sabotaje.....	0-10 pts	10 %
		100 %



### Corrosión

---

Corrosión Externa		
Interfases Presentes.....	0-16 pts	16 %
Revestimiento.....	0-20 pts	20 %
Levantamiento de Potenciales.....	0- 5 pts.	5 %
Protección Catódica.....	0-12 pts	12 %
Corrosividad del medio.....	0-10 pts	10 %
Interferencia AC.....	0 - 5 pts	5 %
Corrosión bajo tensión.....	0 - 7 pts	7 %
Edad del sistema.....	0 - 5 pts	5 %
Corrosión interna.....	0-20 pts	20 %
		100 %

### Diseño

---

Prueba Hidrostática.....	0-20 pts	20 %
Golpe de Ariete.....	0-15 pts	15 %
Factor de Seguridad.....	0-20 pts	20 %
Trayectoria.....	0-15 pts	15 %
Fatiga.....	0-20 pts	20 %
Flexibilidad.....	0-10 pts	10 %
		100 %

### Operaciones Incorrectas

---

Diseño		
Identificación de peligros.....	0 - 5 pts	5 %
Posibilidad de alcanzar MAOP.....	0 -10 pts	10 %
Mantenimiento.....	0 -20 pts	20 %
Construcción.....	0 -10 pts	10 %
Operaciones.		
Procedimientos de operación.....	0 -13 pts	13 %
Entrenamiento.....	0-10 pts	10 %
SCADA.....	0 - 4 pts	4 %
Supervisión del Personal.....	0 - 2 pts	2 %
Programas de seguridad.....	0 -15 pts	15 %
Inspección.....	0 - 5 pts	5 %
Enganches.....	0 - 3 pts	3 %
Materiales y accesorios.....	0 - 3 pts	3 %
		<hr/> 100 %

No se dispone de reglas confiables que puedan ser usadas en combinación con la información recolectada de la línea que determine, basados en una frecuencia genérica de falla, la probabilidad de ocurrencia de un evento en términos cuantitativos de la tubería. De cualquier manera un estudio de este tipo consumiría muchas horas de trabajo y el costo para realizar un proyecto de este tipo sería prohibitivo. No obstante, para este estudio de IBR en tuberías de línea se define un juego de reglas cualitativas basados en información suministrada por “expertos”, operadores, mantenedores, personal de diseño y construcción de tuberías de línea y bibliografía especializada para poder identificar los tramos con mayor probabilidad de fallar respecto a otros.

#### 3.1.5.1 Suposiciones básicas

- *Independencia:* Todos los puntos desarrollados y evaluados son aditivos pero independientes uno de los otros, es decir, su influencia en la estimación del IPF se considera separadamente a los demás puntos. En la estimación total del riesgo se suman todos los puntos independientes para obtener el índice total. El número final refleja la oportunidad de falla debido a que cada factor es directamente proporcional al riesgo.
- *Peor Caso:* la peor condición en el tramo o sección será la que gobierne en la evaluación de cada punto. Por ejemplo, si es un tramo de 1 kilómetro de tubería enterrada se tienen 950 metros a una profundidad de 2 metros y 50 metros con una profundidad de 1 metro, esta última debe ser tomada como profundidad de la sección.
- *Relatividad:* La puntuación asignada a cada factor es solo una medida relativa de la probabilidad de falla para poder comparar las condiciones entre secciones. La puntuación más alta representa a aquella sección que tiene mayor riesgo.
- *Subjetividad:* La ponderación de cada factor refleja la opinión de expertos y la experiencia del personal de tuberías de transmisión de gas y líneas de flujo.

### 3.1.6 Cuantificación de las Consecuencias

Siguiendo los lineamientos de la norma PDVSA IR-S-15<sup>[24]</sup>, en todas las instalaciones de PDVSA en que el riesgo de daños a terceros existe se debe realizar un análisis cuantitativo de riesgos, donde se debe incluir eventos que envuelvan la radiación térmica, sobrepresión, dispersión de vapores tóxicos y efectos ambientales como parte de la evaluación. Para lograrlo se utilizaron los procedimientos propuestos en la norma PDVSA IR-S-02<sup>[5]</sup> y en la metodología propuesta en el documento API 581<sup>[1]</sup>, con las adaptaciones necesarias para ser aplicado específicamente a tuberías de línea.

Las consecuencias se miden en área afectada por ignición del fluido transportado y por fugas de un producto tóxico, pérdidas monetarias y en número de muertes por evento.

#### 3.1.6.1 Suposiciones y limitaciones

El procedimiento utilizado para modelar la consecuencia, en esta metodología, es bastante simple en fundamento a lo complicado de esta materia. Debido al nivel de simplificación, un gran número de suposiciones está implícito en el procedimiento en adición a las suposiciones que habría que hacer en caso de hacer un estudio más profundo. A continuación presentamos las suposiciones y limitaciones más importantes:

- El área de consecuencia no refleja donde ocurre el daño. Los chorros de fuego y los incendios en superficies extensas tienden a dañar las áreas alrededor del punto en donde ocurrió la falla, pero las nubes de vapor explosivas y los fogonazos pueden crear daños lejos del lugar en donde ocurre la falla.
- El uso de unas condiciones meteorológicas y la orientación de la fuga representa una gran simplificación en un análisis de consecuencias, ya que estos parámetros tienen gran influencia sobre el resultado final.

- El uso de un árbol de eventos estándar (Véase Página 115, Figura 3.7) para los diferentes tipos de fugas y probabilidades de ignición es otra limitación de esta metodología. Estos factores son muy específicos dependiendo del sitio.
- La incertidumbre del tiempo en que se tarda el operador de la tubería en detectar la fuga no necesariamente es el propuesto para esta metodología, estos pueden variar ampliamente de una sección a otra.

## **3.2 Desarrollo del Índice de Probabilidad de Falla.**

### **3.2.1 Subíndice de Daños por terceros.**

En este subíndice se consideran los puntos más importantes que de alguna manera u otra incrementan o disminuyen la posibilidad de que actividades realizadas por terceras personas puedan afectar la integridad de la tubería.

Se ha observado, a lo largo de los años y según las estadísticas del Departamento de Transporte de los Estados Unidos (DOT)<sup>[22]</sup>, que la mayoría de las fallas que han presentado las tuberías de línea se debe a la incidencia de terceros.

Las condiciones a ser tomadas para evaluar este subíndice son los siguientes:

#### **3.2.1.1 Exposición de la tubería (20%)**

Para tuberías enterradas este punto representa la mínima profundidad de la tubería, a lo largo de la sección, que está siendo evaluada. Si bien es cierto que esta profundidad no se mantiene a lo largo de la línea, no se podría sacar un promedio ya que este no representaría la accesibilidad real que tienen los terceros a la línea

La evaluación de este punto es muy sencilla si se establece la profundidad a la cual se considera que la tubería se encuentra segura. En la norma PDVSA AK-212-0<sup>[21]</sup> se

establece una profundidad mínima de 0,76 metros cuando la tubería se encuentra enterrada en suelos normales. Por lo tanto, la profundidad segura será igual o mayor a 0,76 m. (0 pts). Para la asignación de los puntos a las profundidades menores a 0,76 metros se utiliza la ecuación 3.1, siendo 20 la máxima puntuación posible.

$$Pts=20-2632 \cdot p \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

$p$  = profundidad de la tubería [m]

$Pts$  = Puntos

Para el caso de las tuberías sumergidas, la profundidad con respecto a la superficie libre limita el número de actividades que pudieran afectar su integridad. Una capa de tierra provee a su vez una barrera física contra los daños, por lo tanto se evalúa la posición de la tubería con respecto a la profundidad total del lugar en donde se encuentre sumergida y se toma en cuenta la capa de tierra usando el mismo criterio utilizado para tuberías enterradas (0,76 metros como profundidad mínima aceptable). Además de la protección que puede brindar una capa de tierra a la tubería, estas suelen ser instaladas con un revestimiento de concreto que sirve de lastre y barrera protectora contra incidencia de terceras personas.

Las tuberías sumergidas se evalúan como sigue:

*Profundidad con respecto a la superficie libre:*

Por debajo del 80% de la profundidad total de la fuente hidrográfica..... 0 pts.

Por encima del 20 % de la profundidad total de la fuente hidrográfica.....10 pts.

Para tuberías localizadas entre el 20% y el 80% de la profundidad total se utiliza la ecuación 3.2 en donde la puntuación varía entre 0 y 10 puntos.

$$Pts = \frac{80 - ppt}{6} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

$ppt$  = ubicación de la tubería como porcentaje de la profundidad total de la cuenca hidrográfica

$Pts$  = Puntuación

Si la tubería además está enterrada a la puntuación obtenida en la ecuación 3.2 se le suma la puntuación que se obtiene en la ecuación 3.3, la cual varía de 0 pts a 7 pts .

$$Pts = 7 - 9,21 \cdot ps \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Donde:

$Pts$ = puntuación

$Ps$ = profundidad de la tubería sumergida con respecto al fondo.

Adicionalmente:

¿La tubería posee revestimiento de concreto?	Sí.....	0 pts.
	No.....	3 pts.

A las tuberías aéreas se les asignan directamente los 20 puntos, ya que estas se encuentran totalmente expuesta

### 3.2.1.2 Nivel de Actividad (15 %)

Este es un punto fundamental en cualquier estudio del riesgo. Representa el nivel de actividad poblacional cercano a la línea, considerando que mientras mayor sea la densidad poblacional se incrementa la posibilidad de que esta pueda ser afectada por terceras personas.

Para determinar la densidad poblacional se utiliza la definición de *locación* establecida en el código ASME B31.8<sup>[4]</sup>. En el recorrido de la ruta de una línea, se traza una franja de 200 metros de ancho a cada lado del eje del ducto, y se cuenta el número de

habitaciones existentes en 1600 metros de longitud. Teniendo esto en cuenta se selecciona una opción entre 5 niveles de actividad que se describen a continuación:

**Clase 1** = franja de 1600 metros que tiene 10 o menos unidades habitacionales destinadas a la ocupación de personas. Esta clase se caracteriza por áreas tales como: terrenos despoblados, desiertos, zonas montañosas, granjas, zonas costeras, selvas vírgenes o combinación de las anteriores, o sea, de baja o escasa densidad poblacional.

**Clase 2** = franja de 1600 metros de longitud que tiene más de 10 y menos de 46 unidades habitacionales destinadas a la ocupación humana. Esta clase de localidad está caracterizada por áreas tales como: alrededores de ciudades, pueblos, áreas industriales, granjas, etc..

**Clase 3** = franja de 1600 metros de longitud que tiene 46 o más unidades habitacionales destinadas a la ocupación humana. Esta clase de localidad caracteriza áreas tales como desarrollos habitacionales, centros comerciales, áreas residenciales, áreas industriales y otras áreas que no cumplan los requisitos de la clase 4.

**Clase 4** = Esta clase incluye áreas donde prevalecen edificaciones de múltiples pisos, donde el tráfico es muy pesado y donde existan numerosos servicios bajo tierra. Multiplicidad de pisos significa cuatro (4) o más pisos sobre el nivel del terreno incluyendo la planta baja. La profundidad del sótano y el número de ellos no se toma en cuenta.

**Ninguna** = franja de 1600 metros de longitud en donde no existe ningún tipo de unidad habitacional. Zonas totalmente despobladas.

Puntuación para el nivel de actividad en tuberías aéreas y enterradas:

<b>Nivel de Actividad</b>	<b>Puntos</b>
Ninguna.....	0 pts.
Clase 1.....	2 pts.
Clase 2.....	5 pts.
Clase 3.....	10 pts.
Clase 4.....	15 pts.



Para el caso de las tuberías sumergidas, la definición de clase de localidad establecida por la ASME no puede ser utilizada, por esto se definen cuatro (4) niveles, que vendrían a ser el equivalente a la clase de localidad para tuberías enterradas y aéreas.

Niveles de actividad para tuberías sumergidas<sup>[2]</sup>:

**Bajo** = Tráfico ocasional de embarcaciones livianas, ningún tipo de actividad de construcción

**Medio** = Tráfico ocasional de buques, zonas de pesca con equipo liviano, zona de anclaje de embarcaciones livianas

**Alto** = Tráfico de buques, zonas costeras con alta densidad de población, zonas de pesca de arrastre, zonas de anclaje, actividades de construcción.

**Ninguno** = ningún tipo de actividad.

Puntuación para el nivel de actividad en tuberías sumergidas:

<b>Nivel de Actividad</b>	<b>Puntos</b>
Ninguna.....	0 pts.
Bajo.....	5 pts.
Medio.....	10 pts.
Alto.....	15 pts.

### 3.2.1.3 Frecuencia de Patrullaje (10 %)

El patrullaje representa un método efectivo para disminuir la incidencia de terceras personas a la tubería. Por ello la frecuencia de patrullaje debe ser tomada en cuenta en el subíndice de Daños por Terceros, suponiendo siempre que esta es efectiva y se aplica a lo largo de la ruta.

El patrullaje se hace más necesario a medida que las actividades de terceros a los alrededores de la tubería se incrementen, por esto se vincula este punto con el nivel de actividad. No es lo mismo un patrullaje semanal en donde no existe ningún tipo de actividad que en una población clase 4.

Es de notar que a mayor frecuencia de patrullaje y menos nivel de actividad el riesgo disminuye. Este punto se avalúa como sigue:

<b>Nivel de Actividad</b>					
<b>Frecuencia</b>	<b>Ninguna</b>	<b>Clase 1</b>	<b>Clase 2</b>	<b>Clase 3</b>	<b>Clase 4</b>
<b>Diaria</b>	0	0	0	0	0
<b>3 veces por semana</b>	0	0	0	1	2
<b>2 veces por semana</b>	0	1	1	2	3
<b>1 vez por semana</b>	1	2	3	4	5
<b>Quincenal</b>	2	3	4	5	6
<b>Mensual</b>	4	5	6	7	8
<b>Menos de una vez al mes o nunca</b>	10	10	10	10	10

#### **3.2.1.4 Instalaciones de Superficie (20 %)**

En este punto se evalúa la susceptibilidad de las instalaciones que se encuentran totalmente expuestas, como lo es el caso de las tuberías aéreas, estaciones de bombeo, trampas de cochinos, etc. Entre las amenazas más comunes encontramos las posibles colisiones de vehículos y vandalismo.

Si estas instalaciones existen a lo largo de la ruta de la tubería sólo se pueden tomar medidas preventivas para evitar que estas puedan ser afectadas por actividades de terceros, la frecuencia de patrullaje de estas instalaciones es una de estas medidas cuya evaluación ya ha sido realizada.

Para evaluar este parámetro se toma en cuenta una zona de seguridad de 30 metros de ancho a cada lado de la línea. Estos 30 metros comprenden la zona de protección y la

zona de seguridad de la tubería, las cuales están establecidas en la norma PDVSA IR-S-15<sup>[24]</sup>. Si la instalación de superficie se encuentra a más de 30 metros de separación de las vías de tránsito de vehículos o embarcaciones se considera suficiente para resguardar la instalación de cualquier colisión y por lo tanto equivale a tener todas las barreras. Sin embargo esta distancia no implica que ésta no pueda verse afectada por el vandalismo, entonces se toma en cuenta la presencia de protecciones.

El criterio utilizado para evaluar este punto es el siguiente:

- No existen Instalaciones de superficie en la sección.....0 pts.
- Presencia de instalación de superficie a una distancia mayor a 30 metro de las vías de tránsito de vehículos.....10 pts.
- Presencia de instalación de superficie a una distancia menor a 30 metros de las vías de tránsito de vehículos..... 20 pts.

A medida que se toman medidas preventivas se restan tantos puntos como protecciones y barreras existan:

***Barreras\****

- Barreras de concreto o metal..... -4 pts
- Fosas de 1x1m o mayores..... -4 pts.
- Barrera natural (árboles, arrecifes, cerros, etc.)..... -2 pts.

\*Se evalúan si y solo si la instalación de superficie se encuentran a menos de 30 m. de las vías de tránsito.

***Protecciones***

- Cercas..... -5 pts.
- Señales..... -2.5 pts.
- Iluminación..... -2.5 pts.

**3.2.1.5 Señalizaciones (5 %).**

En este punto se evalúa la facilidad, por parte de terceros y el operador de la línea, de reconocer la ruta que sigue la tubería. Esto reduce la posibilidad de incidencia accidental

de terceros asumiendo que la señalización se ha realizado según las especificaciones y recomendaciones como las que se presentan en documentos como el API RP 1109 “Marking Liquid Petroleum Pipeline Facilities”. La evaluación se realiza solo a tuberías enterradas y aéreas y se establecen cuatro condiciones posibles:

<b>Buena</b> .....	0 pts.
El corredor se encuentra claramente identificado y no falta ninguna señalización.	
<b>Promedio</b> .....	2 pts.
Faltan señalizaciones o son necesarias más señalizaciones para la completa identificación	
<b>Bajo el promedio</b> .....	3 pts.
Faltan señalizaciones consecutivas o dos de ellas en cruce de carreteras o vías de tránsito.	
<b>Ninguna</b> .....	5 pts.
No existe señalización	

### 3.2.1.6 Condiciones de la Pica (5 %).

Se verifica la accesibilidad a la ruta de la tubería bien sea para poder realizar las inspecciones, para detectar posibles fugas o tener un acceso más rápido en caso de un evento de fuga. Para esto la pica debe estar en muy buen estado, no debe estar cubierta por vegetación u obstáculos que puedan impedir el acceso a la misma e igualmente que las señalizaciones se evalúa solo si la tubería es enterrada o aérea. Para la evaluación se establecen tres condiciones posibles:

<b>Buena</b> .....	0 pts.
La pica se encuentra libre, limpia y es de fácil acceso.	
<b>Deficiente</b> .....	3 pts.
Pica de fácil acceso pero no se encuentra en buen estado (cubierta por vegetación en algunos lugares, existen obstáculos o no es claramente visible) o, en buen estado pero es de difícil acceso.	
<b>Mala</b> .....	5 pts.
No se puede distinguir la pica	

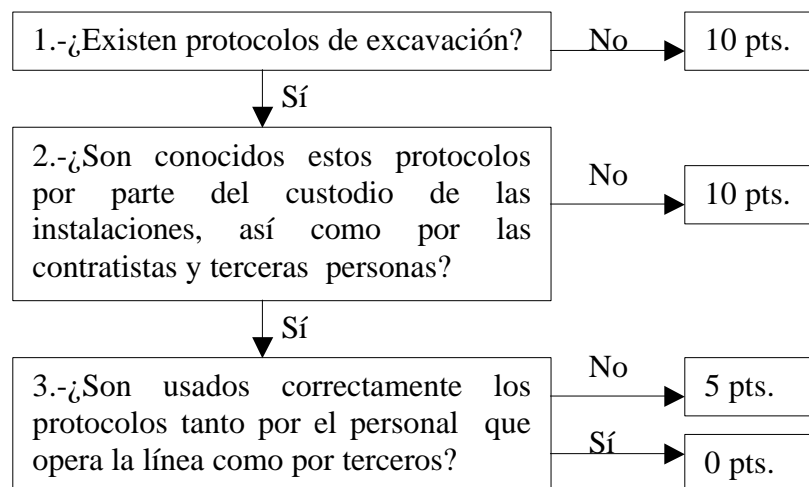
### 3.2.1.7 Sistema de llamada de emergencia (5 %).

Un sistema de llamada de emergencia es un servicio que permite recibir notificación de las actividades no controladas y que puedan atentar la integridad de la tubería, así como, posibles fugas que sean detectadas por personas ajenas al operador de la línea. Este servicio tiene que venir acompañado por un programa de educación pública que divulgue y fomente el uso adecuado de este sistema. El riesgo mayor se asume cuando el operador no posee un sistema de este tipo.

Existe fomento y divulgación del sistema de llamada de emergencia.....	0 pts.
No existe fomento de divulgación del sistema de llamada de emergencia.....	3 pts.
No existe sistema de llamada de emergencia.....	5 pts.

### 3.2.1.8 Protocolos de Excavación (10 %).

Los protocolos de excavación son todos los pasos que deben seguir, tanto el personal que opera la línea como terceros, para realizar actividades de excavación en las cercanías de la tubería. Sin embargo, la existencia de estos protocolos no es suficiente ya que pueden no ser del conocimiento general o simplemente se conocen pero no se cumplen correctamente. Por lo tanto el operador de la línea debe ocuparse en hacer del conocimiento estos protocolos y velar su estricto cumplimiento por parte del personal de operación y terceras personas. Este punto solo se aplica a las tuberías enterradas, suponiendo que los protocolos son eficientes y los más adecuados, evaluándose de la siguiente forma:



### 3.2.1.9 Sabotaje (10 %)

Los actos de vandalismo y sabotaje están limitados a ciertas áreas, que seguramente el operador de la tubería tiene plenamente identificadas. Sin embargo, ninguna instalación esta totalmente exenta a actos de este tipo y por esto se ha decidido colocar este punto en el análisis de riesgo.

El sabotaje es considerado como un ataque directo contra el operador de la tubería, y debido a que las condiciones que pueden incitar a cometer un acto de este tipo cambian rápidamente, estos no se pueden predecir tan fácilmente. Se deja a total juicio del evaluador de la línea si existe posibilidad de sabotaje y con alta o baja puede ser esta.

Posibilidad de Sabotaje:	Ninguna.....	0 pts.
	Baja.....	2 pts.
	Media.....	5 pts.
	Alta.....	10 pts.

**Alta :** Existe una clara amenaza contra el operador de la línea y contra el personal. Condiciones bajo las cuales los ataques pueden seguir ocurriendo. Los ataques forman parte del trabajo de un grupo guerrillero.

**Media:** Cuando la amenaza existe o ha ocurrido en el pasado y, de presentarse ciertas condiciones, estos ataques pueden volver a ocurrir. Estos suelen ser promovidos por personas más que por grupos organizados.

**Baja:** La posibilidad de ataque es mínima, generalmente actos de vandalismo que no generan una falla pero si disminuyen la integridad mecánica del sistema.

### **3.2.2 Subíndice de Corrosión**

Corrosión es uno de los fenómenos de degradación más común que afecta a las tuberías de acero. En esta parte del estudio se analizará la posibilidad y los factores que favorecen al proceso de corrosión, apoyándonos en las prácticas que comúnmente son utilizadas en la industria petrolera para el control y la mitigación de este fenómeno.

Los dos factores a ser considerados para la evaluación de este punto son el tipo de material y el ambiente. Cuando se habla de ambiente, se incluyen las condiciones que impactan las paredes de la tubería tanto interna como externamente.

En general, se requieren de cuatro ingredientes para que la corrosión metálica progrese. Debe existir un ánodo, un cátodo, una conexión eléctrica entre ambos y un electrolito. Al no existir uno de estos ingredientes se detendrá el proceso corrosivo y es precisamente esto lo que se quiere lograr con las prácticas de mitigación.

Los factores a tomar en consideración para la evaluación del riesgo de falla por corrosión se presentan a continuación.

#### **3.2.2.1 Corrosión Externa (80 %)**

##### **3.2.2.1.1 Interfases Presentes (16 %)**

Se debe evaluar el riesgo que existe por corrosión en los sitios donde el fenómeno se ve favorecido. Cuando se habla de interfases se habla de los sitios en que las condiciones ambientales externas cambian bruscamente, y precisamente en estos puntos es donde el proceso de corrosión se acelera. Las interfases a ser tomadas en consideración y la forma de evaluarlas se presentan como sigue:

- *Interfase Aire / tierra:* esta se presenta cuando existen transiciones de tramos enterrados a superficiales y se observa comúnmente en las estaciones de control de flujo, bombeo y trampas de cochinos.
- *Interfase Aire / agua:* también conocida como la zona de salpique o la línea de agua, en donde se crea una aireación diferencial promotora del fenómeno de corrosión. Se puede presentar en cruce de ríos o zona costeras.
- *Interfase Tierra / agua:* esta interfase se puede presentar en tuberías enterradas y sumergidas, bien en el cruce de ríos o tuberías que son sumergidas y enterradas en el fondo marino.
- *Cruce bajo carreteras:* la experiencia muestra que estos son lugares muy susceptibles al fenómeno de corrosión debido a la presencia de camisas protectoras destinadas a reducir los esfuerzos cíclicos que se generan sobre la tubería por el paso de vehículos. En la mayoría de los casos la tubería se encuentra conectada eléctricamente a la camisa, a pesar de los esfuerzos que se hacen para que esto no ocurra, bien por una conexión metálica directa o por una conexión de mayor resistencia como lo puede ser agua entre la camisa y la tubería. Cuando esto ocurre es difícil predecir la dirección de la reacción electroquímica. La situación más desfavorable ocurre cuando la tubería se convierte en el ánodo y la camisa el cátodo, lo que significa que la pérdida de metal lo sufre la tubería y esta podría fallar a medida que pase el tiempo. El tipo de material de la camisa es de suma importancia, ya que si no es el mismo material de la tubería existe la posibilidad de corrosión galvánica. Si la camisa es de concreto se descarta la posibilidad de formación de una pila galvánica (camisas metálicas de materiales muy distintos al de la tubería), si embargo estas actúan como concentradores de especies corrosivas
- *Soportes:* Los soportes actúan como acumuladores de humedad y en ocasiones pueden dañar el revestimiento cuando la tubería sufre una expansión o una contracción. El fenómeno de Corrosión Bajo Tensión (CBT) también es posible en estos puntos ya que estos actúan como acumuladores de esfuerzos.
- *Paso cercano a mechurrios:* los mechurrios (“flare”) queman gas asociado a la producción de crudo, que por lo general tiene un alto contenido de gases ácidos ( $H_2S$ ). Los vapores de la combustión pueden condensar y precipitar en forma de lluvia ácida a



los alrededores de los mechurrios. Si la tubería se encuentra cercana a uno de estos, puede sufrir las consecuencias de la lluvia ácida que se genera, sin importar que la tubería sea enterrada, aérea o sumergida. Debido a la variabilidad de las condiciones que determinan el área de impacto de la lluvia ácida, para evaluar este punto establecemos una distancia mínima segura de 60 m.

Interfase Aire / Tierra.....	2 pts.
Interfase Aire / Agua.....	4 pts
Interfase Tierra / Agua.....	4 pts
Soportes.....	2 pts.
Cruce bajo carreteras	
Con camisa metálica	
Camisa metálica del mismo material de la tubería.....	0 pts.
Camisa metálica de material distinto (posibilidad de corrosión galvánica).....	1 pts.
¿Se encuentra en contacto con la tubería?	
Sí.....	1 pts.
No.....	0 pts
Con camisa de concreto.....	1 pts.
Sin camisa.....	0 pts.
- Paso cercano a mechurrios	
Distancia mínima entre el mechurrio y la línea menor a 60 m.....	2 pts.
Distancia mínima entre el mechurrio y la línea mayor o igual a 60 m.....	0 pts.

### 3.2.2.1.2 Revestimiento (20%)

Los revestimientos son comúnmente una composición de dos o más materiales. Pinturas, plásticos y cauchos son materiales comunes de los revestimientos. Estos deben ser capaces de absorber las cargas mecánicas a las que es sometido durante el proceso de construcción, movimientos del suelo y a los cambios de temperatura. Estarán expuestos continuamente a la humedad y sustancias dañinas contenidas en el medio. Además, el

revestimiento debe cumplir con su principal función que es aislar la tubería del electrolito. Para lograrlo, este debe tener cierta resistencia al paso de la corriente y, debido a que las tuberías son diseñadas para una larga vida útil, el revestimiento debe cumplir con su función por largo tiempo sin perder sus propiedades.

**Tabla 3.2 Temperatura de servicio de revestimientos**<sup>[7 a12]</sup>

<b>Tipo de Revestimiento</b>	<b>Temperatura de servicio [°C]</b>
Pinturas	
Tipo P-1	95
Tipo P-1A	426
Tipo P-2	400
Tipo P-3	80
Tipo F-1	260
Tipo F3-A	90
Cintas de Polietileno.	50
Revestimiento de Polietileno extruido (yellow jacket).	50
Revestimiento epóxico (Fusion Bonded Epoxy, brea, multicapa, polvo).	65
Alquitrán de Hulla.	65
Neopreno (Caucho Policloropreno).	70
Epóxico reforzado con fibra de vidrio.	140
Polioléfina para altas temperaturas	120
Otro	Indicada por el evaluador

El revestimiento es evaluado en 4 aspectos. Se evalúa la capacidad del material del cual esta hecho el revestimiento para resistir la temperatura de operación (Tabla 3.2), la resistencia a las cargas externas y esfuerzos a los que se encuentran sometidos. Sin embargo, es conocido que el rendimiento de cualquier revestimiento está también determinado por la calidad de su aplicación y la calidad de la inspección durante la misma. Por otra parte, el estado actual en que se encuentra el revestimiento es estimado según el alcance y precisión de las técnicas de inspección utilizadas y la eficiencia del operador en

reparar los defectos que puedan ser hallados durante estas inspecciones. La evaluación del revestimiento se realiza como sigue:

¿La tubería es revestida?	Sí.....	0 pts.
	No.....	20 pts.

Si la tubería es revestida:

Aplicación del revestimiento

<b>Aplicación</b>	<b>Puntos</b>
Buena.....	0 pts.
Deficiente.....	1 pts.
Mala.....	2 pts.

**Buena:** Se usaron las especificaciones del revestimiento al detalle y se utilizaron los apropiados sistemas de control de calidad.

**Deficiente:** Una aplicación relativamente buena pero con inspección y control de calidad informales.

**Mala:** La aplicación es incorrecta, se omitieron pasos y bajo condiciones ambientales no recomendadas.

Calidad de la Inspección del revestimiento

<b>Inspección</b>	<b>Puntos</b>
Buena.....	0 pts.
Deficiente .....	1 pts.
Mala.....	4 pts.

**Buena:** Inspección formal, realizada por individuos entrenados, bien para la localización de puntos de corrosión durante la operación y especificaciones de aplicación, con listas de chequeo en intervalos adecuados.

**Deficiente:** Inspección informal, pero realizado por personal preparado.

**Mala:** Inspección no realizada o en pocos puntos de la línea con poca posibilidad de encontrar defectos.

Corrección de defectos

<b>Corrección de defectos</b>	<b>Puntos</b>
Buena.....	0 pts.
Deficiente.....	1 pts.
Mala.....	2 pts.

**Buena:** Los defectos detectados en el revestimiento son reportados e inmediatamente documentados y su reparación es programada en el tiempo. Esta reparación se realiza según los procedimientos de aplicación del revestimientos en el tiempo estimado.

**Deficiente:** Los defectos en el revestimiento son reportados informalmente y son reparados a conveniencia.

**Mala:** los defectos no son reportados ni reparados constantemente o simplemente no se reparan.

¿El revestimiento soporta la temperatura de operación? Sí..... 0 pts.  
No..... 8 pts.

¿El revestimiento soporta los esfuerzos a los que esta sometido? (soil stress, corrientes marinas, etc.) Sí..... 0 pts.  
No..... 4 pts.

Las técnicas de inspección de revestimiento reducen la incertidumbre que existe en cuanto al estado del revestimiento y, por lo tanto, reduce la posibilidad de que la tubería falle, ya que el operador sabe el estado en que este se encuentra, lo que le facilita tomar las medidas pertinentes. Sin embargo, la reducción de esta incertidumbre es válida si las técnicas de inspección son realizadas por personal preparado y de acuerdo a las prácticas recomendadas. Por lo que, si la calidad de la inspección durante la operación es **Buena**, se reduce el índice de probabilidad de falla tantos puntos asignados a cada técnica empleada.

Si la calidad de la inspección es **Deficiente**, se reduce el índice de probabilidad de falla solo en la mitad del total de puntos acumulados por las técnicas de inspección utilizadas; y, si la calidad de la inspección es **Mala**, no se reduce la puntuación del índice de probabilidad de falla. La definición de inspección Buena, Deficiente o Mala es la misma que se utiliza para la inspección del revestimiento durante la aplicación.

### Inspección del revestimiento

Tipo de técnica utilizada

<b>Calidad de la Inspección durante la operación →</b>	<b>Buena</b>	<b>Deficiente</b>
DCVG.....	-3 pts.	-1.5 pts.
Levantamiento de potenciales.....	-2 pts.	-1 pts.
Visual.....	-1 pts.	-0.5 pts.
<b>Intervalo Corto (CIS)</b>		
Años sin realizar Intervalo Corto		
1 –3 años.....	-5 pts.	-2.5 pts.
4 años.....	-4 pts.	-2 pts.
5 años.....	-3 pts.	-1.5 pts.
6 años.....	-2 pts.	-1 pts.
7 años.....	-1 pts.	-0.5 pts.
más de 7 años.....	-0 pts	-0 pts

**DCVG:** Si la tubería se encuentra enterrada y posee un sistema de protección catódica, la corriente fluye a través del suelo hasta la zona en donde se localiza el defecto en el revestimiento, generando un gradiente de voltaje en el suelo. Mientras más grande es el defecto mayor el flujo de corriente, permitiendo la utilización de esta técnica para establecer las prioridades en la corrección de defectos. El gradiente de voltaje se mide entre dos electrodos utilizando un milivoltmetro diseñado especialmente para tal fin. Cuando los dos electrodos son colocados a 1,5 metros de separación y en contacto con el suelo en el punto en donde se localiza el defecto del revestimiento, uno de los electrodos adapta el potencial más positivo que el otro, indicando así la dirección en que circula la corriente a ser medida y la localización del defecto<sup>[25]</sup>.

***Intervalo corto:*** En esta técnica se toman lecturas de la diferencia de potencial entre el suelo y la tubería, considerando las compensaciones por las caídas de voltaje entre el punto de medición y la interfase (estructura / electrolito), estas mediciones son tomadas cada 0,5 a 4,5 metros a lo largo de toda la tubería. De esta manera, casi todas las interferencias localizadas o la actividad potencial de corrosión pueden ser detectadas. Todos los componentes de la tubería, incluyendo válvulas, postes de medición, venteo de camisas, etc. pueden ser utilizadas para conectar uno de los terminales del voltímetro. El otro terminal es conectado a través de un alambre a la celda de referencia que es usada para realizar la conexión eléctrica en la tierra, mientras el evaluador de la línea camina a lo largo de toda la ruta. Los resultados son presentados en una gráfica de lecturas de potencial tubería – suelo vs. distancia, en la cual se muestran picos y valles donde el flujo de corriente cambia de magnitud o dirección. Esta técnica es práctica recomendada para todos los sistemas de tuberías enterradas, y su eficiencia se evalúa de acuerdo al tiempo que se tenga sin aplicar dicha técnica.

***Levantamiento de potenciales:*** Con el levantamiento de potenciales se busca principalmente medir los niveles de protección catódica. Sin embargo, estas lecturas pueden ser utilizadas para detectar defectos en el revestimiento, ya que, en estos defectos existe un flujo de corriente hacia el ambiente, y hacen que el suministro de esta se incrementa a medida que existen más defectos. Esta técnica es el equivalente al intervalo corto pero con menor precisión.

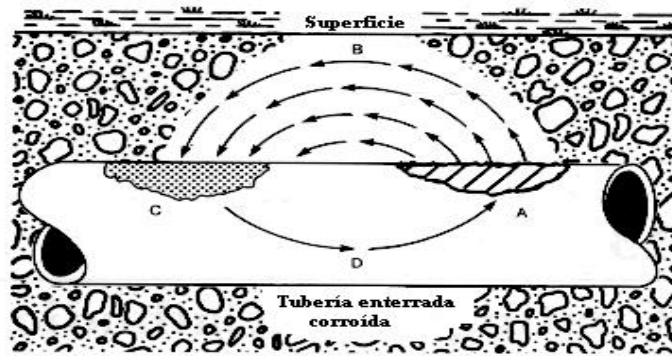
***Visual:*** Es simplemente observar las condiciones del revestimiento en las zonas en donde este pueda ser visible o excavaciones de inspección.

### 3.2.2.1.3 Protección Catódica (12 %)

#### *Basamento Teórico*

La protección catódica es una técnica usada para reducir la corrosión de la superficie de un metal suministrándole suficiente corriente catódica para hacer que la tasa de disolución anódica sea insignificante. El concepto de protección catódica se basa en extinguir la diferencia de potencial entre las superficies anódicas y catódicas a través de la aplicación de suficiente corriente para polarizar los cátodos al potencial de los ánodos, en otras palabras, el efecto de aplicar corrientes catódicas es reducir las áreas que continúan actuando como ánodos. La protección es completa cuando todos los ánodos han sido extinguidos.

Desde el punto de vista electroquímico, esto indica que suficientes electrones le han sido suministrados al metal para que este protegido, entonces cualquier tendencia del metal para ionizarse o establecer solución ha sido neutralizada.



**Figura 3.3 Flujo de corriente en una típica estructura corroída:**

- (A) área anódica, donde la corriente abandona al acero para entrar a la tierra circundante— el acero comienza a corroerse en este punto;
- (B) la corriente fluye a través de la tierra desde el área anódica hasta el área catódica;
- (C) área catódica, no existe corrosión en esta superficie; y
- (D) la corriente fluye a través del acero de la tubería desde el área catódica hasta el área anódica para completar así el circuito.

El entendimiento de la protección catódica puede ser complicado por la existencia de dos conceptos diferentes concernientes a la dirección de la corriente en una celda de corrosión. *El concepto técnico*, el cual es usado por muchos ingenieros especialistas en

protección catódica, muestra el flujo de corriente desde el área del metal corroída a través del electrolito hasta el cátodo. Como se indica en la figura 3.3, el circuito es completado cuando la corriente retorna del cátodo al ánodo a través del metal.

*El concepto científico* de la celda de corrosión es que el hierro cambia de hierro metálico a hierro iónico en el área de corrosión, mientras simultáneamente desprende electrones. Estos electrones pasan a través del metal al área catódica donde la reacción catódica (como la reducción del oxígeno o la formación de gases de hidrógeno) ocurre. El circuito es completado a través del electrolito por la transferencia de cargas positivas derivadas de los iones positivos provenientes del ánodo en dirección del cátodo. Esto es la neutralización de los electrones que es el factor de control de la corrosión.

El propósito de la protección catódica es revertir el flujo de corriente o flujo de electrones, por esto un exceso de electrones está presente en el metal protegido. Con un exceso de electrones la corrosión es reducida a cero. Los iones de hierro positivo se dirigen a la superficie del metal cuando se presentan electrones en exceso

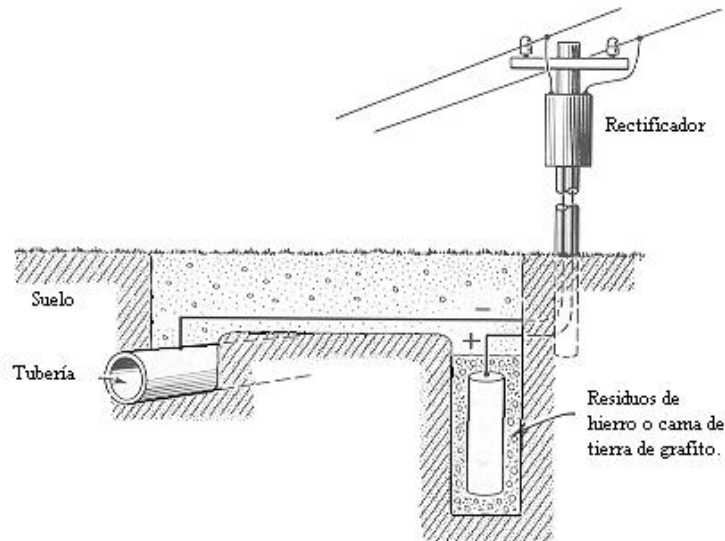
### **Tipos de protección Catódica**

Existen dos tipos de protección catódica: Sistemas de corriente impresa o activos y sistemas de ánodos de sacrificio o pasivos. Ambos sistemas son ampliamente usados.

- *Corriente Impresa:* La protección catódica por corriente impresa es el más importante de los sistemas para el control de la corrosión. Requiere de una fuente directa de corriente y un electrodo auxiliar (ánodo) usualmente de hierro o grafito ubicado a cierta distancia de la estructura a proteger; así la corriente fluye del electrodo a través del electrolito hasta la estructura. El voltaje aplicado no es crítico, es necesario solo lo suficiente para suministrar una densidad de corriente adecuada a todas las partes de la estructura a proteger. En suelos o aguas de alta resistividad, el voltaje aplicado debe ser mucho mayor que en medios con baja resistividad. O cuando las extremidades de una larga sección de la tubería tienen que ser protegidas por un solo ánodo, el voltaje

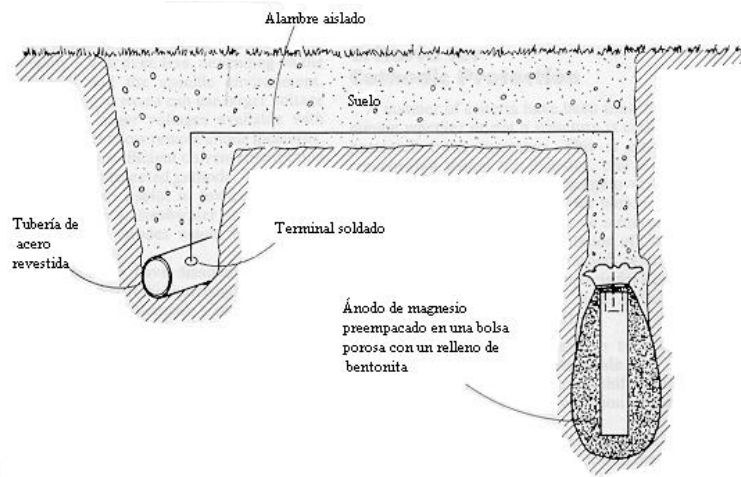


aplicado debe ser incrementado. El esquema típico de protección para una tubería enterrada se puede observar en la figura 3.4. La fuente de corriente es usualmente un rectificador que suministra un bajo voltaje de corriente directa y alto amperaje.



**Figura 3.4 Protección catódica con corriente impresa.**

- *Ánodos de Sacrificio:* Si el ánodo auxiliar está compuesto por un metal más activo en la serie galvánica que el material a ser protegido, se presenta entonces una celda galvánica en donde el flujo de corriente es igual que en el sistema de corriente impresa. La fuente de impresión de corriente es omitida y el electrodo es llamado ánodo de sacrificio. Metales de sacrificio usados para la protección catódica se basan en magnesio y aleaciones de aluminio. Los ánodos de sacrificio sirven esencialmente como fuentes portátiles de energía eléctrica. Estos son ampliamente utilizados cuando la corriente eléctrica no se encuentra disponible, o en situaciones en donde no es conveniente instalar líneas de transmisión de energía para este propósito.<sup>[17]</sup>



**Figura 3.5 Sistema de protección catódica de una tubería enterrada con ánodo de sacrificio.**

Los puntos para evaluar el sistema de protección catódica se asignan de acuerdo al cumplimiento de un criterio general. Diversos criterios han sido utilizados para determinar cuando una estructura se encuentra catódicamente protegida contra la corrosión. Esta es un área de controversia en la industria, y muy probablemente los estándares existentes cambien en los próximos años.

En este estudio nos basamos en el siguiente un criterio general:

- Se provee de suficiente fuerza electromotriz para negar efectivamente el potencial de corrosión.
- Suficiente evidencia es recolectada en periodos apropiados de tiempo, lo que asegura que el sistema se encuentra funcionando apropiadamente.

Al respecto del primer punto del criterio general, la especificación PDVSA PI-05-02-02<sup>[26]</sup> propone el criterio para determinar cuando una tubería se encuentra catódicamente protegida, sin embargo, el control de la corrosión externa puede alcanzarse a varios niveles de protección catódica dependiendo de las condiciones del medio. En la ausencia de data

específica que demuestre un nivel adecuado de protección catódica, uno o varios de los siguientes criterios deben ser aplicados:

- Se considera que una estructura está protegida cuando tiene un voltaje negativo (catódico) de por lo menos -850 mV, medido entre la superficie de la estructura y una semi-celda de cobre / sulfato de cobre saturado en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente protectora aplicada. El ingeniero de corrosión deberá considerar caídas de voltaje (IR) entre el punto de medición y la interfase (estructura / electrolito) para la interpretación válida de la medición del voltaje.
- Se considera que una estructura está protegida, cuando tiene una desviación negativa (catódica) del voltaje de por lo menos 300 mV medida entre la estructura y una semi-celda de cobre / sulfato de cobre en contacto con el electrolito. Esta variación de voltaje se debe hacer con la corriente protectora aplicada, comparando los valores de medición con los potenciales naturales.
- Se considera que una estructura está protegida, cuando existe una desviación mínima negativa (catódica) del potencial de polarización de 100 mV. Esta variación se determinará, efectuando mediciones de potenciales con respecto a la semi-celda de cobre con los equipos de suministro de corriente protectora prendidos y apagados (instantáneos prendido / apagado). Cuando la corriente se interrumpe inicialmente, ocurrirá una desviación inmediata del potencial, valor que se usará para medir la pérdida de polarización.
- En medios donde la presencia de bacterias sulfato reductoras está comprobada, se debe usar un potencial mínimo de protección igual a -950 mV, con el fin de garantizar la efectividad del sistema de protección catódica usado.

Todos los criterios expuestos anteriormente son actualmente usados, pero, el más común y más ampliamente aplicado es el primero de ellos. Para saber si se cumple con este criterio es necesario hacer mediciones de la diferencia de potencial a lo largo de toda la tubería y cada cierto tiempo, garantizando así la efectividad del sistema de protección catódico empleado.

Los electrodos de cobre-sulfato de cobre pueden ser contaminados por el agua de mar, por lo tanto para estructuras costeras o marinas es común usar  $-0.805$  mV con respecto a un electrodo de Plata-Cloruro de Plata. Se varían los puntos de medición con respecto a la inspección anterior con el fin de hacerlas más representativas, utilizando un multímetro, un electrodo de referencia y buzos.

El segundo punto del criterio general criterio tiene que ver con el mantenimiento del equipo asociado a la protección catódica. Para sistemas de corriente impresa, los rectificadores deben permanecer constantemente en mantenimiento. Inspecciones de este tipo de equipo deben ser realizadas a menores intervalos que el chequeo general de los niveles de corriente. Esto se debe a que los rectificadores son los que proveen la fuerza electromotriz necesaria para el sistema de protección catódica, el operador de la tubería no puede permitir que un rectificador permanezca fuera de servicio aun por cortos períodos de tiempo. La norma PDVSA PI-05-02-02<sup>[26]</sup> establece un chequeo de lo rectificadores cada 4 meses para tuberías sumergidas y se considera que para tuberías enterradas esta inspección debe ser más severa y las revisiones deben realizarse semanalmente.

Si estructuras metálicas se encuentran cercanas a la tubería, que bien puede ser otra tubería, esta interferirá el sistema de protección catódica. La estructura enterrada se comportará como un ánodo de sacrificio con respecto a la tubería catódicamente protegida, pero si esa otra estructura también esta protegida y no está interconectada eléctricamente, dependiendo de la electronegatividad de cada una, cualquiera de las dos puede comportarse como un ánodo y se corroerá.

El potencial de corrosión por la no-aplicación o mala aplicación de la protección catódica tiene un peso del 12% en los que respecta a tuberías enterradas, este 12% se distribuye en 12 puntos de acuerdo a lo siguiente:

Si **NO** se dispone de un sistema de protección catódica.....12 pts

Si existe sistema de protección catódica instalado:

Tipo de Sistema

<b>Tipo de sistema</b>	<b>Puntos</b>
Corriente impresa .....	1,5 pts.
Anodo de sacrificio.....	2 pts.
Ambos.....	0 pts.

¿Se cumple con los criterios de protección (  $-0.85$  V vs. Cu-CuSO<sub>4</sub> o  $-0.805$  V vs. Ag-AgCl)?

Sí..... 0 pts.

No..... 3 pts.

Frecuencia de Inspección del sistema de Protección Catódica con Corriente Impresa (Rectificadores para tuberías enterradas)

<b>Frecuencia de Inspección</b>	<b>Puntos</b>
Semanal.....	0 pts.
Quincenal.....	0,5 pts.
Mensual.....	1 pts.
Menos de una vez al mes.....	1,5 pts.

Frecuencia de Inspección del sistema de Protección Catódica con Corriente Impresa (Rectificadores para tuberías sumergidas)<sup>[26]</sup>

<b>Frecuencia de Inspección</b>	<b>Puntos</b>
Cada 4 meses.....	0 pts.
Entre 4 y 6 meses.....	0,5 pts.
Entre 6 y 8 meses.....	1 pts.
Mayor a 8 meses.....	1,5 pts.

Frecuencia de inspección de los ánodos de sacrificio

<b>Frecuencia de Inspección</b>	<b>Puntos</b>
cada 5 años o menor.....	0 pts.
cada 6 a 10 años.....	0,5 pts
cada 10a 20 años.....	0,75 pts
mas de 20 años.....	1 pts

Los ánodos de sacrificio son diseñados para una vida útil igual a la de la instalación a proteger. Teniendo en cuenta que las tuberías son diseñadas para una vida útil de 20 años, se establecieron estos intervalos de inspección de los ánodos de sacrificio.

Frecuencia de medición de la diferencia de potencial entre el electrolito y la tubería<sup>[26]</sup>

<b><u>Tuberías sumergidas</u></b>		<b><u>Tuberías enterradas</u></b>	
Nunca.....	2 pts.	Nunca.....	2 pts.
Anualmente.....	0 pts.	Menor o igual a 4 meses.....	0 pts.
entre 1 y 2 años.....	1 pts.	entre 4 a 12 meses.....	1 pts.
mayor a 2 años.....	1,5 pts.	mayor a 12 meses.....	1,5 pts.

1.-¿Existen otras estructuras metálicas cercanas a la tubería?	Sí.....	1 pts.
	No.....	0 pts.
2.-¿Estas estructuras están conectadas eléctricamente?	Sí.....	0 pts.
	No.....	0,5 pts.
3.-¿Están compensados los sistemas de protección catódica de estas estructuras?	Sí.....	0 pts.
	No.....	1 pts.

Nro. de estructuras cercanas <sup>[2]</sup>

<b>Nro. De estructuras</b>	<b>Puntos</b>
de 1 a 10 estructuras metálicas enterradas.....	-0,25 pts.
de 11 a 25 estructuras metálicas enterradas.....	-0,5 pts.
más de 25 estructuras metálicas enterradas.....	-0 pts.

En el caso de tuberías sumergidas la ponderación de la protección catódica se incrementa a 19 puntos, ya que se le asignan los 7 puntos correspondientes al fenómeno Corrosión Bajo Tensión (del cual no se ha encontrado evidencia en tuberías sumergidas) tomando en cuenta que la protección catódica es uno de las técnicas más efectivas cuando se trata del control de la corrosión en tuberías sumergidas. Esto se logra multiplicando la suma de los puntos por 19/12.

#### **3.2.2.1.4 Levantamiento de potenciales (5 %)**

Quizás este sea uno de los mejores métodos para medir la efectividad del sistema de protección catódica a lo largo de la línea, así como se utiliza, para detectar defectos en el revestimiento. Consiste en un alambre generalmente soldado a la tubería que se extiende hasta la superficie en donde se encuentra un poste de levantamiento de potenciales. El fin es poder medir la diferencia de potencial entre una estructura metálica y un electrolito común, o la diferencia de potencial entre una estructura metálica enterrada y la superficie del suelo, medido con un electrodo de referencia en contacto con el electrolito.

En el caso de tuberías enterradas, se evalúa el estado de los postes de medición y la distancia que existe entre ellos ya que estos parámetros son los que nos indican indirectamente cuán precisa es la medida de esta diferencia de potencial, permitiendo detectar con mayor prontitud los puntos donde existen fugas de corriente. En tuberías sumergidas el levantamiento de potenciales es realizado por buzos y los puntos de medición varían con respecto a la inspección anterior.

La frecuencia óptima y la distancia entre los postes de medición para el levantamiento de potenciales están establecidos en la norma PDVSA PI-05-02-02<sup>[26]</sup>.

Frecuencia de levantamiento de potenciales

<u>Tuberías sumergidas</u>		<u>Tuberías enterradas</u>	
Nunca.....	5 pts.	Nunca.....	5 pts.
Anualmente.....	0 pts.	Menor o igual a 4 meses.....	0 pts.
Entre 1 y 2 años.....	2 pts.	Entre 4 a 12 meses.....	2 pts.
Mayor a 2 años.....	3 pts.	Mayor a 12 meses.....	3 pts.

Distancia entre postes de medición

<u>Rango de distancias</u>	<u>Puntos</u>
Menor o igual a 1 Km. ....	0 pts.
Entre 1 y 3 Km. ....	0,5 pts.
Mayor o igual a 3 Km. ....	1 pts.

Condición de los postes de medición

<u>Condición</u>	<u>Puntos</u>
Todos los postes de medida de potencial en buen estado.....	0 pts.
Postes no consecutivos dañados.....	1 pts.
Postes consecutivos en mal estado.....	2 pts.
No existen postes de medida de potencial.....	3 pts.

### **3.2.2.1.5 Corrosividad del medio (10 %)**

Debido a que el revestimiento del sistema es considerado una barrera imperfecta, el medio ambiente que rodea a la tubería necesariamente se encontrará en contacto con la pared de la misma.

Para tuberías enterradas consideramos la corrosividad del suelo, que es principalmente la medida de cómo el suelo puede actuar como un electrolito promotor de la corrosión galvánica en la tubería. Adicionalmente, se toman en cuenta los distintos elementos del suelo que pueden directa o indirectamente ser promotores de otros mecanismos de corrosión.



Entre los factores que intervienen en la corrosividad de los suelos encontramos:

- Porosidad o aireación del suelo.
- Conductividad eléctrica o resistividad.
- Sales disueltas.
- Humedad.
- Acidez o alcalinidad.

Cada una de estas variables puede afectar la polarización anódica o catódica de un metal enterrado. Un suelo poroso puede retener humedad por largos períodos de tiempo y puede permitir una óptima aireación, ambos factores tienden a incrementar la velocidad de corrosión. Sin embargo la situación es más compleja, debido a que los productos de corrosión en suelos aireados pueden ser más protectores que aquellos en suelos desairados. En muchos suelos, particularmente en los no aireados la corrosión toma la forma de picadura (deep pitting). Otro factor a ser considerado, en suelos poco aireados con contenido de sulfatos, es la posible presencia de microorganismos promotores de la corrosión. Una familia de bacterias anaeróbicas (no necesitan oxígeno para su reproducción) llamadas bacterias sulfato-reductoras, por su metabolismo consumen los sulfatos que puedan estar presentes en el suelo reduciéndolos a sulfuros, los cuales son promotores de la corrosión en los metales; estos organismos son frecuentemente los responsables de las más altas velocidades de corrosión en cualquier suelo.

Un suelo que contenga ácidos orgánicos derivados del humus es realmente corrosivo. La medida de la acidez total de este tipo de suelos parece ser el mejor índice de su corrosividad que la sola concentración de iones (medida del pH). Altas concentraciones de Cloruros de Sodio (NaCl) y Sulfato de Sodio ( $\text{Na}_2\text{SO}_4$ ) en suelos poco aireados los hacen corrosivos. Sin embargo, para evaluar la corrosividad, el pH puede tener un efecto dramático en el potencial de corrosión. Un pH menor que 4 o mayor que 8 puede ser promotor de corrosión. Para los metales, los suelos más ácidos ( $\text{pH} < 4$ ) contribuyen más al

proceso de corrosión que los suelos más alcalinos ( $\text{pH} > 8$ ), en suelos con  $\text{pH}$  neutros entre 6.5 y 7.5 las condiciones son óptimas para la reducción del sulfato.

En adición a todo esto el problema se hace más severo cuando la conductividad eléctrica del suelo es alta. Anodos y cátodos deben colocarse a muchos metros de separación. Un suelo con poca conductividad (alta resistividad) eléctrica, sea por escasez de humedad, escasez de sales disueltas o ambos, es menos corrosivo que un suelo con alta conductividad eléctrica<sup>[27]</sup>.

La corrosión de un metal debido a la corrosividad del suelo en el que este se encuentra enterrado depende del tipo de suelo y de las distintas variables que miden sus propiedades a lo largo la tubería o la sección estudiada. Sin duda alguna estos parámetros no son fijos en todos los puntos, por lo tanto el evaluador deberá seleccionar el peor caso.

Se desarrolla una guía para determinar el promedio del peor caso en lo que se refiere a la corrosividad del suelo, se establece que el peso de la corrosividad del suelo el cuanto al factor de corrosión es de un 10%. Se distribuye el puntaje en 10 puntos de acuerdo a la siguiente estructura:

Si **NO** se miden las variables que caracterizan el suelo.....10 pts.

Si se miden las variables que caracterizan al suelo:

**Resistividad. (Para tuberías enterradas y sumergidas)**

<b>Rango de Resistividad</b>	<b>Puntos</b>
Mayor o igual a 15000 Ohm./cm.....	0 pts.
Entre 15000 y 5000 Ohm./cm.....	1 pts.
entre 5000 y 1000 Ohm./cm.....	2 pts.
menor o igual a 1000 Ohm./cm.....	3 pts.
No se conoce.....	4 pts.

**pH.<sup>[28]</sup> (Para tuberías enterradas y sumergidas)**

<b>Rango de pH</b>	<b>Puntos</b>
Básico > 8.5.....	2 pts.
Neutro 4-8.5.....	0 pts.
Acido < 4.....	3 pts.
No se conoce.....	3 pts.

**Concentración de Sulfatos. (Para tuberías enterradas y sumergidas)**

<b>Rangos de Concentración de Sulfatos</b>	<b>Puntos</b>
Alta concentración(alto potencial de corrosión) > 5000 ppm. ....	1 pts.
Media concentración: 1000-5000 ppm. ....	0,5 pts.
Baja concentración: <1000 ppm. ....	0 pts.
No se conoce.....	1 pts.

**Contenido de humedad (Para tuberías enterradas)**

Debido a que el contenido de humedad es muy importante en cuanto a cualquier tipo de corrosión en el suelo, esta condición debe ser determinada. No necesariamente se requiere el contenido específico de humedad, ya que este cambia de acuerdo al tipo de suelo y época del año. De todas maneras se puede evaluar un promedio del comportamiento del contenido de humedad de acuerdo al drenaje del suelo:

<b>Drenaje del suelo</b>	<b>Puntos</b>
Drenaje pobre, suelo húmedo. ....	1 pts.
Drenaje deficiente, zona anegadiza.....	0,5 pts.
Drenaje bueno, suelo seco. ....	0 pts.
No se conoce.....	1 pts.

**Presencia de Bacterias (Para tuberías enterradas y sumergidas)**

La acción de las bacterias sulfatore-ductoras se presenta normalmente en medios cuyo pH se encuentra entre 6.5 y 7.5, sin embargo su presencia ya representa un riesgo.

Si no existe evidencia de presencia de bacterias sulfato-reducidoras se asignan 0 puntos. Si existe presencia se evalúa como sigue:

<b>Rango de pH</b>	<b>Puntos</b>
Básico > 7.5.....	2 pts.
Neutro 6.5-7.5.....	3 pts.
Acido < 6.5.....	2 pts.

### **Tipo de Ambiente<sup>[2]</sup>. (Para tuberías aéreas)**

En el caso de las tuberías aéreas, son pocas las variables que pueden ser medidas, por esto se evalúa el tipo de ambiente promedio al cual se encuentra expuesto la tubería en su recorrido y el cual se considere que pueda acelerar el proceso de oxidación del metal.

<b>Ambiente</b>	<b>Puntos</b>
Químico y marino.....	5 pts.
Químico y alta humedad.....	4 pts.
Marino.....	3 pts.
Alta humedad y alta temperatura.....	2 pts.
Químico y de baja humedad.....	1 pts.
Seco.....	0 pts.

**Químico y marino:** Se considera como uno de los ambientes más corrosivos, esto incluye a algunas plataformas de producción y refinamiento costa afuera donde los componentes de la tubería están expuestos a químicos en el aire.

**Químico y de alta humedad:** Este es también un ambiente bastante agresivo, típico de zonas costeras en donde se realicen operaciones de refinación. La combinación de químicos en el aire y alta humedad hacen de este ambiente bastante agresivo.

**Marino:** Altos niveles de sal y humedad se mezclan para hacer de este ambiente corrosivo.

**Alta humedad y alta temperatura:** Este tipo de ambiente es similar al anterior, con la única diferencia que pueda que no se encuentra precisamente en una zona costera en donde el salitre juega un papel importante en el proceso de corrosión

**Químico y de baja humedad:** Ambientes en que químicos se encuentran en el ambiente, la humedad es baja

**Seco:** la atmósfera que se considera menos corrosivo, no existe presencia de químicos en el ambiente, la humedad es baja y las temperaturas no son muy altas.

### **3.2.2.1.6 Interferencia de Corriente Alterna(5 %)**

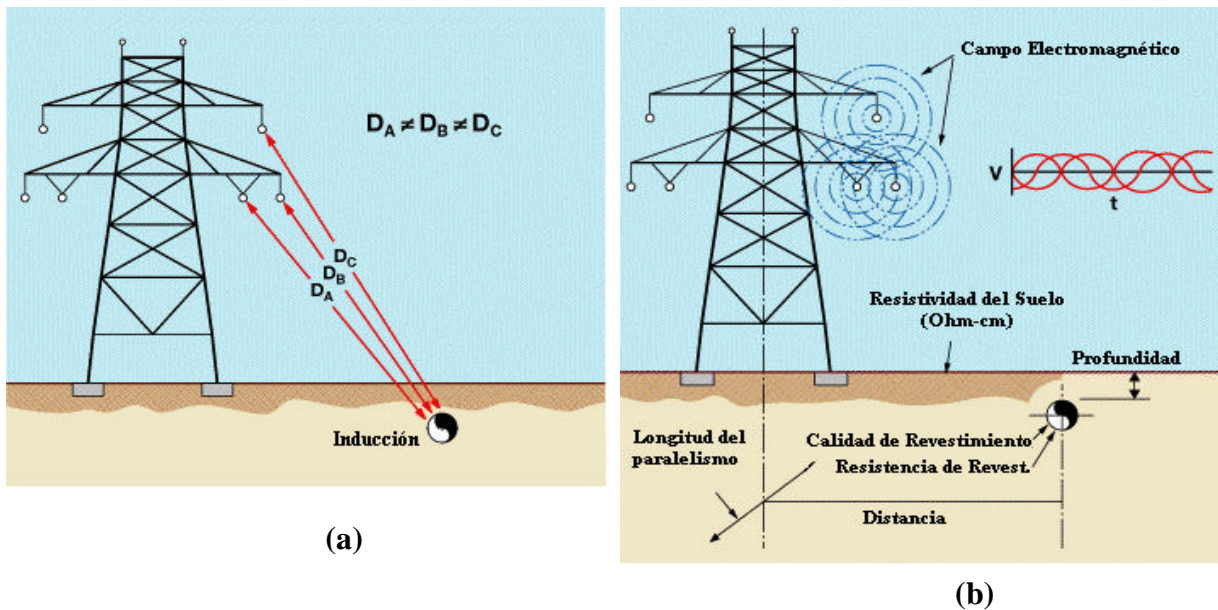
La interferencia de corriente alterna (AC) en sistemas de tuberías de línea es un real y verdadero problema, especialmente si se habla de corredores compartidos con otros servicios, en donde la seguridad e integridad de la tubería y los operadores se encuentran expuestos a riesgo.

La tubería es sometida a la inducción de voltaje AC cuando ésta se instala en corredores en donde se encuentran líneas de transmisión de corriente alterna de alto voltaje. Esto puede ser causado por un desbalance en el sistema de transmisión y por los altos voltajes cercanos a los sistemas de tierra de las torres de transmisión como resultado de golpes de relámpagos o falla de fases.

Para evaluar este mecanismo de falla solo se considera *la interferencia electromagnética o inductiva*, la cual ocurre cuando hay una extensa sección de la tubería que se encuentra paralela la línea de transmisión de corriente trifásica a alto voltaje. El voltaje se debe a cualquier desbalance en cualquier fase de la línea. La probabilidad de falla se incrementa con el incremento de la corriente de operación de la línea, con el incremento de la calidad del revestimiento y con la longitud del tramo paralelo y cercano a la línea de transmisión de corriente alterna a alto voltaje.

Los voltajes son inducidos en la tubería por el acoplamiento magnético con las líneas de transmisión, su resultado es un flujo de corriente a través de la tubería, la cual establece una diferencia de potencial entre el suelo y la tubería

El problema se presenta en los puntos en donde se descarga esta corriente inducida. La superficie del metal se alterna entre condiciones de oxidación y reducción en cada ciclo de voltaje, y la velocidad de corrosión disminuirá a medida que la frecuencia se incremente. A bajas frecuencias, como las que se manejan en Venezuela de 60 Hz, la corriente alterna incrementa la velocidad de corrosión en cualquier tipo de suelo<sup>[16]</sup>.



**Figura 3.6 Interferencia AC.**

**(a) distancias de la tubería y cada fase de la línea, junto con un desbalance de fase, causa la interferencia AC; (b) Parámetros a tomar en consideración para el análisis de interferencia AC en tuberías de línea.**

La presencia de AC en un circuito eléctrico constituido por diferentes metales (normalmente acero y magnesio) incrementan la velocidad de corrosión del material que normalmente se comporta como ánodo. Esta corriente inducida también altera las corrientes de protección catódica.

Debido a que son muchos los parámetros involucrados en la determinación de la magnitud de esta corriente inducida (Véase Fig. 3.6 (b)), se recomienda una evaluación simplificada para este punto tan complejo. En términos de exposición al riesgo, se plantean los siguiente escenarios en función de la separación de la tubería a las torres de alto voltaje,

el paralelismo entre esta y las líneas de transmisión de electricidad y la presencia de algún sistema de mitigación de este fenómeno.

No existen torres de alta tensión en las vecindades de la tubería o están ubicadas a más de 30 metros de la línea..... 0 pts.

Torres de Alta Tensión a menos de 30 metros sin sistemas de mitigación..... 0 – 2,5 pts.

Torres de Alta Tensión a menos de 30 metros con sistemas de mitigación que previenen la interferencia de AC..... 0 – 5 pts.

La puntuación varía de acuerdo al ángulo entre el tendido eléctrico y la línea, asignando 0 puntos. Cuando la línea y el tendido eléctrico forman un ángulo recto y la máxima puntuación (5 o 2,5 pts.) cuando la línea y el tendido son paralelos.

### **3.2.2.1.7 Corrosión Bajo Tensión (7 %)**

La corrosión Bajo Tensión (CBT) es un fenómeno de falla por agrietamiento de una aleación metálica en condiciones de servicio causada por la acción simultánea de un esfuerzo tensil, un medio corrosivo y una susceptibilidad intrínseca del material, es decir, para que ocurra CBT, en estructuras ingenieriles, se deben cumplir las siguientes tres condiciones de manera simultánea:

1. El material debe estar presente en un ambiente corrosivo específico promotor de agrietamiento
2. El material debe ser susceptible a la CBT y
3. Deben existir esfuerzos tensiles presentes que propicien la propagación de grietas.

Para la iniciación de la CBT, se requieren esfuerzos tensiles que usualmente se generen en defectos de superficie, los cuales actúan como concentradores de esfuerzos. Por debajo de estos valores de esfuerzos tensiles, o esfuerzo máximo para la formación de

grietas, no ocurre su iniciación. Dichos esfuerzo pueden ser aplicados o residuales del material, que en el caso de CBT, ambos juegan un papel importante en el agrietamiento. Adicionalmente, una vez que el agrietamiento por CBT se ha iniciado, es posible que continúe sin esfuerzo aplicado o residual, ya que el proceso puede ser asistido por presiones generadas por los productos de corrosión las cuales pueden ser del orden de 10000 psi .<sup>[31]</sup>

No parece existir un modelo general que permita establecer el mecanismo de CBT de diferentes aleaciones metálicas en los ambientes que la favorecen; sin embargo, es conocido que este fenómeno ocurre en presencia de medios acuosos. Por otro lado, la aleación puede estar en presencia del medio promotor; pero, si el esfuerzo no es el mínimo requerido, ésta no se produce. También, como es el caso de muchas reacciones químicas, la CBT generalmente es acelerada por el aumento de la temperatura.

### **Corrosión Bajo Tensión en Tuberías Enterradas.**

La CBT está normalmente asociada a un esfuerzo tensil estático de valor limitado, ya que algún valor exacto debe ser alcanzado, y por debajo del cual la falla no ocurre en un tiempo prolongado. Este esfuerzo, aún cuando es dependiente de la composición y estructura del material no es una propiedad del mismo, como por ejemplo lo es el esfuerzo de fluencia ( $S_y$ ); éste depende de las condiciones ambientales bajo las cuales se encuentra el material, lo que implica que es función de la composición del medio, de la temperatura y del potencial.

Se conocen dos tipos de CBT y las diferencias entre ambos radican en las características de las fallas y en el pH de los ambientes que las generan, existiendo muchas diferencias morfológicas en las fracturas.

Una de las formas de CBT, conocida también como *clásica*, ocurre en presencia de un electrolito con un pH alto (entre 9 y 10), siendo la fractura de modo intergranular y usualmente las paredes de las grietas están libres de corrosión. Cuando el pH del medio corrosivo es cercanamente neutro, el proceso es llamado *no-clásico*, en este caso, la fractura



ocurre de modo transgranular y las paredes de las grietas están recubiertas por una película negra de magnetita o carbonato de hierro.

Los limitados rangos de pH y potencial para la ocurrencia de CBT proveen una explicación de la infrecuente ocurrencia de corrosión bajo tensión en la mayoría de los sistemas de tuberías. La Tabla 3 nos presenta las principales diferencias entre los dos tipos de CBT.

**Tabla 3.3 Diferencias entre los tipos de CBT<sup>[15]</sup>**

Parámetro	Clásico	No Clásico
Otros Nombres	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ alto pH</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ bajo pH, cerca del neutro</li> </ul>
Localización	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Típicamente a 20 km. ( 12 millas) aguas abajo de una estación de compresión</li> <li>▪ Disminución del número de fallas, moviéndonos aguas abajo de la estación de compresión, con disminución de la temperatura</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Colonias de grietas detectadas inmediatamente después de la estación de compresión hasta 120 Km. (75 millas) aguas abajo; una CBT más significativa dentro de la primera sección de la válvula de una estación de compresión (es decir, los primeros 24 Kilómetros)</li> </ul>
Electrólito pH	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ alto pH (pH del electrolito entre 8,5 y 11)</li> <li>▪ solución concentrada de carbonato-bicarbonato</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ pH bajo (pH del electrolito entre 6,0 y 8,5)</li> <li>▪ solución diluida del electrolito bicarbonato</li> </ul>
Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ disminución exponencial de la tasa de crecimiento con la disminución de la temperatura</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ ninguna correlación evidente con la temperatura de la tubería</li> </ul>
Electroquímico	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ rango estrecho de PC en la presencia de un ambiente de bicarbonato / carbonato, extendiéndose a partir de -600 a -790 mV.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ En el potencial libre (-760 a -790 milivoltios) para el asfalto; factor no aplica para los revestimientos de cinta.</li> </ul>
Condiciones Potenciales Del Terreno	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Suelo generalmente seco, buen drenaje bien-no se puede alcanzar los niveles del PC (Potencial de PC &lt; -850 mV)</li> <li>▪ Condiciones que dañan el revestimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ variable dependiendo del revestimiento de la tubería -- es decir, cintas y asfalto.</li> <li>▪ cinta</li> <li>▪ asfalto</li> <li>▪ Condiciones que dañan el revestimiento.</li> </ul>
Localización De la Grieta	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Generalmente en el cuerpo del tubo, debajo de la capa de revestimiento que fallo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Asociada generalmente a áreas de soldadura-- con costura longitudinal y circunferencial, esencial que el revestimiento haya fallado.</li> </ul>
Morfología De la Grieta	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Intergranular, grietas apretadas estrechas sin evidencia de la corrosión secundaria a lo largo de las paredes de la grieta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Transgranular, mixto en la extremidad de la grieta, grietas más anchas con evidencia de corrosión a lo largo de las paredes de la grieta</li> </ul>

La Tabla 3.4 nos muestra en rango de condiciones asociada con CBT, en el mayor de los casos no-clásica. Esta tabla reúne factores ambientales, de esfuerzos y de la tubería requeridas para la presencia de CBT, desarrollo y crecimiento.

**Tabla 3.4 Condiciones asociadas a la CBT<sup>[13]</sup>.**

Parámetro	Rango de condiciones	Notas
Tipo de revestimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Cintas de una capa, doble capa, asfalto y alquitrán de hulla</li> <li>▪ Alta incidencia en revestimiento de cinta de una sola capa</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No se ha detectado CBT en revestimientos de FBE y polietileno extruido.</li> </ul>
Tipo de costura	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La CBT se asocia al DSWA, ERW, espiral y de tope.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Se ha detectado CBT en tuberías sin costura en USA y Europa</li> <li>▪ Ninguna evidencia en soldadura de espiral o a tope</li> </ul>
Fabricante	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CBT asociado a 13 diferentes fabricantes de tuberías</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No existe correlación entre el fabricante o el país de fabricación.</li> </ul>
Localización según la clase	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CBT se asocia a tubos con pared gruesa o delgada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No se ha encontrado CBT en tubos de pared gruesa.</li> </ul>
Grado	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ CBT detectado en tuberías entre grados X42 y X70</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ X52, X60 y X65 son investigados más comúnmente que otros.</li> </ul>
Esfuerzos de operación	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La CBT se inicia a esfuerzos entre el 35 y 78 % de Sy</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Las fallas presentadas se asocian a esfuerzos de operación entre el 55 y 78 % del Sy</li> </ul>
Condiciones del Terreno	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Revestimientos de Cinta—se conocen siete condiciones de terreno para CBT</li> <li>▪ Revestimiento de Asfalto—se conocen cuatro condiciones de terreno para CBT.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Suposición: para la CBT ocurrir, debe ocurrir un fallo del revestimiento</li> </ul>

Observando las condiciones que generan CBT en la tabla 3.4 evaluamos la susceptibilidad a este fenómeno de la siguiente forma:

### ***Grado de la tubería***

Al aumentar el grado de la tubería, aumenta la fragilidad del material y por lo tanto es más común observar la formación de grietas. Por esto, a medida que aumenta el grado de la tubería se hace más susceptible al fenómeno de CBT.

<b>Grado</b>	<b>Puntos</b>
A.....	0 pts.
B.....	0 pts.
X 42.....	1 pts.
X 46.....	1 pts.
X 52.....	1.5 pts.
X 56.....	1.5 pts.
X 60.....	2 pts.
X 65.....	2 pts.
X 70.....	2 pts.

### ***Esfuerzos***

El segundo punto necesario para dar lugar a la CBT son los esfuerzos, éstos pueden ser residuales o originados por la cercanía a una estación de compresión. Tuberías con costura y sin alivio de tensiones incrementan el riesgo y si existen antecedentes de CBT en la línea, hay la posibilidad de que se vuelvan a presentar si se mantiene los tres aspectos necesarios para que esta ocurra. Para la evaluación se realizan las siguientes preguntas:

- |   |                  |          |
|---|------------------|----------|
| 1.-¿Se realizó alivio de tensiones al 100% de las juntas soldadas?                                      | Sí.....          | 0 pts.   |
|   | No.....          | 0,5 pts. |
| 2.-¿La línea se encuentra entre los primeros 20 Km. aguas abajo de una estación de compresión o bombeo? | Sí.....          | 0,5 pts. |
|   | No.....          | 0 pts.   |
| 3.-¿Han habido antecedentes de CBT en la línea?   | Sí.....          | 0,5 pts. |
|   | No.....          | 0 pts.   |
| 4.-Tipo de Tubería  | Con costura..... | 0,5 pts. |
|   | Sin Costura..... | 0 pts.   |

### Esfuerzo Circunferencial durante la operación

Las tuberías se encuentran sometidas al esfuerzo circunferencial el cual es directamente proporcional del diámetro de la misma e inversamente proporcional al espesor, y puede ser calculado siguiendo la ecuación de Barlow (Ec 3.5)<sup>[15]</sup>.

$$S_c = \frac{P \cdot D_i}{2 \cdot t} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde:

$S_c$ = Esfuerzo circunferencial.

$P$ = Presión interna de la tubería.

$D_i$ = Diámetro interno de la tubería.

$t$ = espesor de la pared de la tubería.

Al tener el esfuerzo circunferencial al que se encuentra sometido la tubería, se expresa este como porcentaje del esfuerzo de fluencia mínimo requerido para el tipo de material (Véase Tabla 3.5), estableciendo que si el porcentaje es menor o igual a 35 % se asigna 0 puntos y si es mayor al 78 % se asignan los 2 puntos. Para los puntos intermedios se utiliza la ecuación 3.6.

$$Pts = \frac{2}{43}(s - 35) \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde

$Pts$ = puntuación

$s$ = % del esfuerzo circunferencial respecto al  $S_y$ .

#### **Medio Corrosivo**

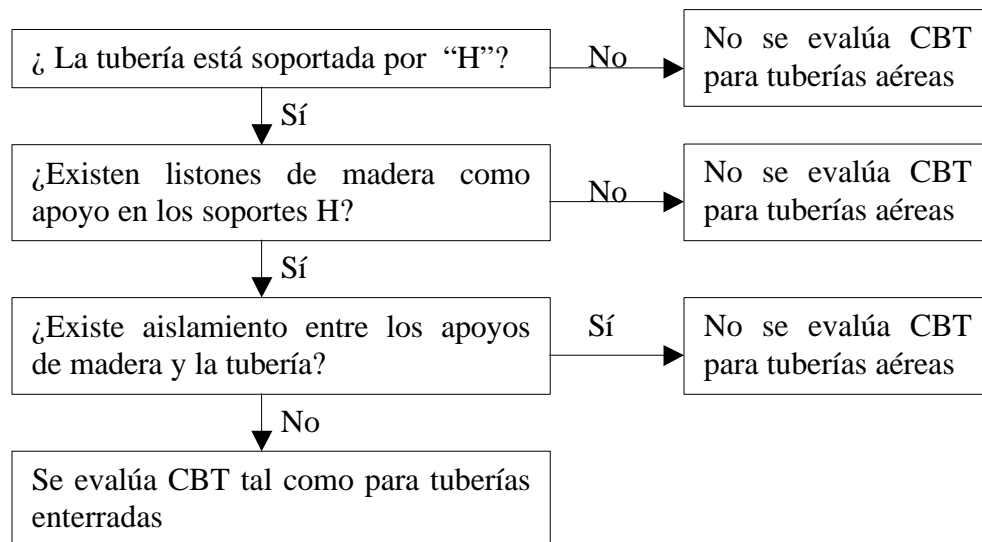
Se solicita información al usuario del pH del medio en que se encuentra la sección de la tubería:

<b>PH del Medio</b>	<b>Puntos</b>
Básico > 11.....	0 pts.
Neutro 6-11.....	2 pts.
Acido < 6.....	0 pts.
No se conoce.....	2 pts.

Si el pH se encuentra entre el rango de 6 y 11, existe la posibilidad de encontrar cualquiera de los dos tipos de CBT para tuberías de línea; si no se encuentra dentro de este rango la puntuación es 0 pts. Porque el medio no es propicio para que se origine CBT.

Las fallas de corrosión bajo tensión se ha encontrado en la mayoría de los casos en tuberías enterradas. Sin embargo, se ha presentado evidencia de CBT en tuberías aéreas, en los puntos de apoyo de la tubería conocidos como soportes “H”. Estos, por especificaciones de construcción<sup>[29]</sup>, deben llevar unos topes de madera que con el tiempo acumulan humedad, creando un ambiente corrosivo. Para evitar esto se recomienda aplicar una capa de poliuretano para aislar la tubería en estos puntos<sup>[14]</sup>. Si la acumulación de esfuerzos en este punto y el material es susceptible puede presentarse el fenómeno de CBT. Por esto, si la tubería es aérea, se hacen una serie de preguntas para descartar la posibilidad de evaluar este punto sin necesidad.

Estas preguntas son las siguientes:



No se ha encontrado evidencia de CBT en tuberías sumergidas, por lo tanto, no se evalúa la posibilidad de falla por corrosión bajo tensión en tuberías sumergidas, y se asigna la puntuación al factor de protección catódica.

### 3.2.2.2 Edad del Sistema (5%)

Las tuberías de línea en la industria petrolera y petroquímica nacional son usualmente diseñadas para un servicio útil de 20 años. Muchas han estado en servicio por mucho más tiempo y otras por mucho menos. Por lo tanto, los años en servicio de la tubería por si solos no son indicador confiable del riesgo de la misma. Por otro lado, mientras más años en servicio mayor es la oportunidad de que algo pueda andar mal. Indudablemente la evaluación del riesgo en las tuberías de línea sería incompleta si no se incorpora este punto, pero no puede tener mucho peso, ya que otras variable influyen mucho más que la simple edad del sistema.

Como la edad del sistema no es un mecanismo de falla de la tubería, la edad se toma como contribuyente en uno de los mecanismos de falla, que afecta tanto en el *subíndice de diseño* debido al importante papel que juega el tiempo en la falla por cargas de fatiga o aquí en el *subíndice de corrosión*, en donde el factor tiempo influye en todas las formas de corrosión, y por esto, se incluye aquí en el subíndice de corrosión. Existen teorías de cambios metalúrgicos en materiales comunes en tuberías, pero el efecto solo se puede apreciar después de años expuesta a corriente impresa o años enterrada.

Los intervalos de tiempo que se toman para evaluar el riesgo se basan en la experiencia operacional, se asignan 0 pts a tuberías con 7 años o menos en servicio y 5 puntos a tuberías con 20 o más años de servicio. En edades intermedias se utiliza la ecuación 3.7. No se piensa que la probabilidad de falla de un sistema después de un determinado periodo de tiempo, a partir de su puesta en marcha, se incremente bruscamemente.

$$Pts = \left( \frac{5}{13} \right) \cdot Es - \frac{35}{13} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

Pts= Puntuación

Es = edad del sistema [años].

### 3.2.2.3 Corrosión Interna (20 %)

#### 3.2.2.3.1 Corrosividad del Fluido

En esta sección se evaluará el potencial de corrosión interna. Esta es causada por la reacción entre la pared interna de la tubería y el producto que es transportado. En mucho de los casos la corrosión interna no es causada por el producto que es transportado sino por las impurezas y productos asociados. Los dos agentes corrosivos más comúnmente presentes en los fluidos transportados por tuberías de línea son el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y el ácido sulfídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ). En ausencia de agua líquida no existe problema, pero cuando el  $\text{CO}_2$  se disuelve en agua se produce ácido carbónico, el cual disminuye el pH del agua e incrementa su corrosividad. La corrosión causada por  $\text{CO}_2$  es comúnmente llamada corrosión “dulce”.

La presión parcial del  $\text{CO}_2$  puede ser usada como un indicador para predecir corrosión utilizando las siguientes relaciones<sup>[18]</sup>.

1. Una presión parcial de  $\text{CO}_2$  por encima de 30 psi usualmente indica que ocurrirá corrosión.
2. Una presión parcial entre 3 y 30 psi indica que la corrosión por  $\text{CO}_2$  puede ocurrir.
3. Una presión parcial por debajo de 3 psi indica que la corrosión generalmente no es seria.

El  $\text{H}_2\text{S}$  también es muy soluble en agua, y cuando se disuelve se comporta como un ácido débil. Sin embargo, el impacto principal de esto es hacer de la corrosión por  $\text{CO}_2$  más severa. La corrosión cuando hay  $\text{H}_2\text{S}$  disuelto se suele llamar “ácida”.

Cuando existe  $\text{H}_2\text{S}$  en la corriente del fluido transportado se utiliza su presión parcial como indicador de corrosión por  $\text{H}_2\text{S}$ . Una presión parcial de 0,05 psi se establece como parámetro de la evaluación, por encima de la cual el fenómeno de corrosión debe presentarse<sup>[19]</sup>.

En mucho de los casos los productos de corrosión crean una pared protectora que hace que el fenómeno de corrosión no sea tan severo. La presencia de arena y sedimentos en el fluido remueve esta capa protectora iniciando nuevamente el proceso de corrosión. Cuando la velocidad del fluido transportado es alta, la presencia de arena y sedimentos erosiona la pared de la tubería y los componentes.

Para disminuir la probabilidad de falla por este mecanismo el operador de la línea debe mantener un monitoreo interno de la corrosión y tomar las medidas correctivas de acuerdo a los resultados obtenidos.

La corrosividad del fluido se evalúa como sigue:

### ***Corte de Agua***

Se establece que cortes de agua por debajo del 10 % son poco corrosivos y cortes de agua por encima del 90 % son críticos, asignándole 0 puntos y 5 puntos respectivamente. Para los cortes de agua entre el 10% y el 90% la puntuación se asigna según la ecuación 3.8.

$$Pts = \frac{5 \cdot C_{agua} - 50}{80} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Donde

$C_{agua}$  = Corte de agua [%]

$Pts$  = puntuación.

*Si el fluido transportado contiene CO<sub>2</sub>*

Presión parcial del CO <sub>2</sub>	
< 3 psi.....	1 pts.
entre 3 y 30 psi.....	3 pts.
>= 30 psi.....	5 pts.

*Si el fluido transportado contiene H<sub>2</sub>S*

Presión parcial del H <sub>2</sub> S	
< 0,05 psi.....	1 pts.
>=0,05 psi.....	5 pts.



- |  |                 |
|--|-----------------|
| 1.-¿El fluido transportado contiene Arena y sedimentos?                      | Sí..... 5 pts.  |
|  | No..... 0 pts.  |
| 2.-¿Existe monitoreo interno de la corrosión y se toman medidas correctivas? | Sí..... 0 pts.  |
|  | No..... -4 pts. |

### 3.2.2.3.2 Protección Interna

La protección interna puede ser de dos tipos: física o química. La primera de ellas consiste en eliminar el contacto entre el fluido corrosivo y la pared de la tubería, esto se logra con la aplicación de revestimientos internos perfectamente compatibles con el fluido transportado. Plásticos, cauchos y cerámicas son los materiales más comúnmente utilizados como revestimientos internos. Dependiendo de la aplicación puede resultar más económico utilizar un material más económico con un revestimiento interno que una aleación con mayor resistencia a la corrosión. Sin embargo, la utilización de revestimientos internos está limitada a situaciones específicas, ya que, estos son susceptibles a la penetración de gas, la cual al ser seguida de por una caída brusca de la presión interna de la tubería se pueden crear ampollamientos y serios problemas de desprendimiento del revestimiento. Sin duda, el cuidado que se tome en la aplicación del revestimiento es lo que en el futuro puede representar su eficiencia, un revestimiento mal aplicado es menos eficiente que uno bien aplicado independientemente del tipo de revestimiento. La inspección periódica de este revestimiento es muy importante ya que seguramente el material base de la tubería es poco resistente a la corrosión.

La protección química se logra a través de la inyección de inhibidores a la corriente de la línea, este tratamiento químico disminuye la velocidad de corrosión al agregar relativamente poca cantidad de inhibidor. Una de las ventajas de la inyección de inhibidores es que la naturaleza de la protección puede ser modificada a medida que van cambiando las condiciones de operación de la línea, lo cual es de gran impacto si lo comparamos con todo lo que esto implicaría para el caso de revestimientos internos. Un ejemplo típico de esto se

presenta en las líneas de flujo, en donde, a medida que transcurre el tiempo el reservorio se hace más ácido y se incrementan los cortes de agua. En el mercado existen muchos inhibidores de la corrosión y el comportamiento de estos no es el mismo en todas las condiciones, se puede presentar el caso de inhibidores muy buenos para ciertas condiciones que a su vez son malos en otras. Se evalúa la eficiencia del inhibidor en función de su capacidad para reducir la velocidad de corrosión. La evaluación de los mecanismos de protección interna es la siguiente:

***Protección interna***

**Inyección de Inhibidores**

	Buena.....	-16 pts.
Eficiencia del Inhibidor	Deficiente.....	-10 pts.
	Mala.....	-5 pts.

**Revestimiento Interno**

	Buena.....	-12 pts.
Aplicación del revestimiento	Deficiente.....	-3 pts.
	Mala.....	-0 pts.
	Durante la aplicación	[ Buena..... -3 pts.
		Deficiente..... -2 pts.
		Mala..... -0 pts.
Inspección del revestimiento		
	Durante la Operación	[ Buena..... -2 pts.
		Deficiente..... -1 pts.
		Mala..... -0 pts.
<b>No existe ningún tipo de protección interna.....</b>		<b>-0 pts.</b>

***Eficiencia del Inhibidor***

**Buena:** Se define un inhibidor de buena eficiencia aquel que es capaz de disminuir la velocidad de corrosión en un 85 % o más.

**Deficiente:** Un inhibidor deficiente es aquel que es capaz de reducir la velocidad de corrosión entre un 50 % y 84 %.

**Mala:** Un inhibidor de eficiencia mala es aquel que es capaz de reducir la velocidad de corrosión en menos de un 49 %.

#### *Aplicación del revestimiento*

**Buena:** Se usaron las especificaciones del revestimiento al detalle y se utilizaron los apropiados sistemas de control de calidad.

**Deficiente:** Una aplicación relativamente buena pero con inspección y control de calidad informales.

**Mala:** La aplicación es incorrecta, se omitieron pasos y bajo condiciones ambientales no recomendadas.

#### *Inspección del Revestimiento*

**Buena:** Inspección formal, realizada por individuos entrenados, bien para la localización de puntos de corrosión durante la operación y especificaciones de aplicación, con listas de chequeo en intervalos adecuados.

**Deficiente:** Inspección informal, pero realizado por personal preparado.

**Mala:** Inspección no realizada o en pocos puntos de la línea con poca posibilidad de encontrar defectos.

### **3.2.3 Subíndice de Diseño**

Cuando se habla del diseño se habla de muchos aspectos que se tienen que tomar en cuenta para poder tener un sistema con riesgo aceptable, comenzando con el concepto básico del proceso y continuando a través del diseño de proceso, revisión del diagrama de Tuberías e Instrumentos (P&I), especificación de los equipos a lo largo de la tubería, el diseño de detalle, la procura, la construcción y por último el arranque. Todos los aspectos de diseño se encuentran establecidos bajo las normas de la industria petrolera y petroquímica nacional, por lo tanto nos limitaremos a evaluar el cumplimiento de los parámetros establecidos para el diseño de la tubería.

Un elemento bastante importante en la evaluación del riesgo es la relación que existe entre como la tubería fue diseñada y como se encuentra operando actualmente. El proceso de diseño se basa en múltiples cálculos que por razones prácticas hace muchas suposiciones entre las que podemos mencionar la resistencia del material y el uso de modelos simplificados. Por esto existen los factores de seguridad los cuales nos permiten compensar esta serie de suposiciones en la etapa de diseño, que sin embargo, no nos dicen realmente cuanto esfuerzo puede tolerar la estructura en forma segura.

En esta sección mucho de los factores son condiciones actuales de operación, y se usa el término diseño ya que todas las condiciones de operación deben estar dentro de las consideraciones de diseño.

#### **3.2.3.1 Factor de Seguridad (20 %)**

En la realidad las tuberías de línea en su gran mayoría tienen mayor espesor del que en realidad necesitan para las condiciones de operación. Esto se debe principalmente a la adición de los factores de seguridad en la etapa de diseño, además de la disponibilidad de los espesores estándar que ofrecen las empresas manufactureras de tuberías. La practica común es calcular el espesor mínimo requerido que soporte las condiciones de operación

estimadas y seguidamente seleccionar un espesor de tubería estándar superior a este, añadiendo una protección mayor contra los efectos de corrosión y daños externos.

El procedimiento para establecer el factor de seguridad consiste en calcular el espesor mínimo requerido, de acuerdo a las condiciones de operación y compararlo con el espesor actual de la tubería. El valor calculado pueda que no incluya los factores de seguridad estándar, ya que se añade un espesor adicional de acuerdo a la densidad de la población cercana a la tubería por el impacto que puedan tener una fuga en una zona muy poblada, sin embargo, estos factores son tomados en cuenta más adelante en el análisis de riesgo.

La comparación entre el espesor actual y el requerido se realiza mediante la razón de estos dos. Usar esta razón nos permite establecer una escala numérica

Una fuga no solo puede ocurrir en el cuerpo de la tubería, también es importante tomar en cuenta los componentes de la misma ya que si el factor de seguridad de estos es menor al de la tubería seguramente la tubería fallará en este punto.

El cálculo del espesor mínimo permisible para soportar la presión interna se hace utilizando la ecuación de Barlow (Ec. 3.9) para esfuerzo circunferencial, tomando como esfuerzo el de fluencia (Tabla 3.5) para el material de la tubería. La ecuación de Barlow no considera los factores de seguridad establecidos por los códigos ASME B31.4 y B31.8, ya que obedece a un análisis de mecánica de materiales para un recipiente a presión. Para tomar en cuenta el espesor requerido para soportar cargas externas, principalmente el propio peso de la tubería y los esfuerzos del terreno y otras cargas inusuales, se multiplica este espesor por un factor de  $1,8^{[30]}$ , es decir, se incrementa en un 80 %. Al obtener este valor se hace el cociente del espesor mínimo de la tubería (Ec 3.10), dato recogido de la última inspección realizada a la tubería, y espesor de mínimo requerido. Este cociente es el factor de seguridad de la tubería y debe ser mayor que 1 en cualquier caso, de lo contrario se puede decir que la tubería no es capaz de soportar los esfuerzos a los que puede estar sometida, sin embargo no es materia de este análisis hacer un estudio de este tipo, solo se propone evaluar la posibilidad que la

tubería falle por no tener un espesor adecuado. Se asigna 20 puntos a aquellas relaciones menores o iguales a 1 y 0 pts a las relaciones mayores o iguales a 1,5. A las relaciones intermedias se les asigna la puntuación según la ecuación 3.11.

Para evaluar el factor de seguridad de los componentes de la tubería, se pide como dato la presión permisible (“rating”) del componente más débil de toda la sección. Esta se compara con la presión de operación, al igual que los espesores, pero con una relación de presiones (Ec. 3.12). Estableciendo que una relación menor o igual a 1 se le asignan 20 puntos y a una relación mayor o igual a 2 se le asignan 0 puntos. A las relaciones intermedias se les asigna la puntuación según la ecuación 3.13.

La puntuación total de este punto lo establece la peor condición entre el factor de seguridad de la tubería y el factor de seguridad del sistema.

$$t_{req} = \left( \frac{P \cdot D_i}{2 \cdot S_y} \right) \cdot 1,8 \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Donde :

$t_{req}$  = espesor de pared mínimo aceptable

P = presión Interna

$D_i$  = Diámetro interno de la tubería

$S_y$  = esfuerzo de fluencia

$$F_s = \frac{t_{min}}{t_{req}} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

$F_s$  = factor de seguridad

$t_{min}$  = espesor mínimo de la tubería

$$Pts = 60 - 40 \cdot Fs \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Donde:

Pts= puntuación para el factor de seguridad de la tubería

***Factor de seguridad del componente más débil del sistema.***

$$Fs_{cmd} = \frac{Pcmd}{P} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

$Fs_{cmd}$  = Factor de seguridad del componente más débil.

Pcmd = Presión permisible del componente más débil

P = Presión de operación

$$Pts_{cmd} = 40 - 20 \cdot Fs_{cmd} \quad (\text{Ec. 3.13})$$

Donde:

$Pts_{cmd}$  = puntuación del factor de seguridad del componente más débil

**Tabla 3.5 Esfuerzo mínimo de fluencia para los distintos grados del material de la tubería.**

<b>Grado</b>	<b>Sy mínimo [MPa (psi)]</b>
A	207 (30022,81)
B	241 (34954,09)
X 42	289 (41915,91)
X 46	317 (45976,96)
X 52	358 (51923,51)
X 56	386 (55984,57)
X 60	413(59900,59)
X 65	448 (64976,91)
X 70	482 (69908,19)

### 3.2.3.2 Prueba Hidrostática (20 %)

La prueba hidrostática es una presión de prueba de cierta magnitud a la que se somete la tubería cuando se encuentra llena de agua, con el fin de garantizar que los defectos de manufactura, así como aquellos que han sido introducidos durante la etapa de transporte, almacenamiento e instalación no afecten la integridad de la tubería a las condiciones normales de operación. La filosofía de realizar la prueba hidrostática es hacer crecer los defectos hasta el punto que no crezcan más cuando la tubería es sometida a las condiciones de operación, ya que los niveles de esfuerzo alcanzados son mucho menores. Investigaciones indican que el periodo de tiempo en el que la tubería es sometida a esta prueba no es un factor crítico que amerite ser evaluado, basado en la suposición de que un defecto crezca de acuerdo al nivel de esfuerzo al que es sometido sin importar el tiempo.

Los puntos se asignan de acuerdo a la relación entre la presión de prueba y la máxima presión permisible de operación (MAOP), y se toma en cuenta la realización de la prueba hidrostática a cada reemplazo que se realice a lo largo de la tubería.

El primer paso es calcular el valor de  $C_{ph}$  (Ec. 3.14) que no es más que el cociente de la presión de prueba y la máxima presión permisible de operación (MAOP). Si este cociente es mayor a 1,5<sup>[23]</sup> se asignan 0 puntos, si el cociente es menor o igual a 1,1 se asignan 20 puntos si nos referimos a la prueba hidrostática del sistema y 15 puntos para la prueba hidrostática de los reemplazos. Para valores de  $C_{ph}$  entre 1 y 1.5 se utilizan las ecuaciones 3.15 y 3.16 para la evaluación de del sistema y de los reemplazos respectivamente.

$$C_{ph} = \frac{P_{ph}}{MAOP} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

Donde:

$P_{ph}$ = presión de prueba hidrostática.

MAOP= Máxima presión permisible de operación.

$C_{ph}$ = Cociente de prueba hidrostática



- Prueba Hidrostática del sistema

$$Pts = 75 - 50 \cdot C_{ph} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Donde:

Pts= Puntuación

- Prueba hidrostática de los reemplazos

$$Pts = 5625 - 37,5 \cdot C_{ph} \quad (\text{Ec. 3.16})$$

Donde:

Pts= Puntuación

### 3.2.3.3 Golpe de Ariete (15 %)

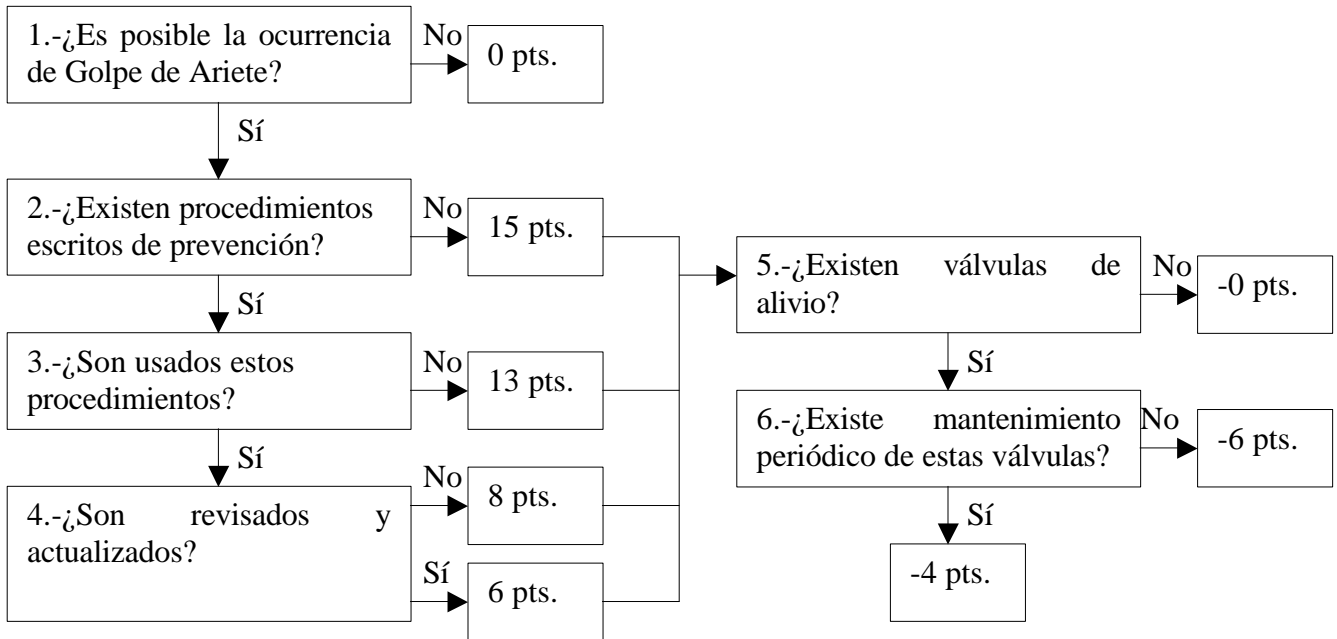
El golpe de ariete es creado por la interrupción brusca de un flujo de líquido. La energía cinética del fluido es súbitamente transformada en energía potencial en forma de presión, la onda de presión generada viaja a grandes velocidades creando una carga de impulso, la cual en milisegundos puede causar daños irreparables al sistema. El cierre repentino de una válvula es el causal más común del golpe de ariete.

La magnitud de la sobrepresión generada por el golpe de ariete depende del módulo del fluido (densidad y elasticidad), la velocidad del fluido, y la velocidad de cierre. Para disminuir el riesgo se deben tener sistemas de prevención del golpe de ariete o sistemas que protejan la integridad de la tubería en caso de que este ocurra. El operador de la línea debe tener en cuenta los sitios posibles que puedan originar golpe de ariete antes de tomar las apropiadas medidas correctivas

Por lo complejo que es este fenómeno se asume que el operador de la línea conoce perfectamente el fenómeno y los posibles lugares donde este puede originarse. Se verifica la existencia de procedimientos escritos para prevenir este fenómeno y si estos en realidad son

usados, además si existen válvulas de alivio en los lugares adecuados para, de alguna manera, disminuir el efecto de esta sobrepresión.

Evaluación del golpe de ariete:



### 3.2.3.4 Fatiga (20 %)

La fatiga es una de las más simple, pero común, causa de falla en estructuras metálicas. Una fractura por fatiga puede ocurrir sin ningún tipo de aviso y las consecuencias pueden ser desastrosas. Pueden ser muchas las fuentes de esfuerzos cíclicos en las tuberías, entre las más comunes encontramos las estaciones de compresión de gas y los cruces bajo carreteras. Estos esfuerzos cíclicos debilitan el material con el paso del tiempo, pero, predecir la falla de un material que se encuentra sometido a cargas cíclicas es todavía una ciencia inexacta.

Es necesario que el operador de la línea tenga pleno conocimiento de esta forma de falla e identifique todas las fuentes de esfuerzos a los que se encuentra expuesta la tubería, se debe medir él numero de ciclos y la magnitud de los esfuerzos para así poder establecer cuanto peligrosas son estas cargas de fatiga. De no ser así no se puede establecer criterio alguno y por lo tanto se penaliza con la mayor puntuación el factor de fatiga.



La flexibilidad se obtiene mediante cambios de dirección en la trayectoria o mediante sistemas que absorban la expansión térmica como las juntas de expansión. La tubería con menor flexibilidad es aquella que sigue una línea recta.

¿Se realizó un análisis de flexibilidad a la tubería?	Sí.....	0 pts.
	No.....	10 pts.

### 3.2.3.6 Trayectoria (15 %)

Se evalúan las zonas por las cuales, por condiciones de diseño, no debería pasar la tubería en su trayectoria. Estas regularmente son resultado de la necesidad o imposibilidad de cambiar la ruta más que por negligencia en el diseño, pero sin embargo son condiciones que afectan directamente la probabilidad de falla de la tubería.

Fallas sísmicas.....	2 pts.
Zonas susceptibles a incendios forestales.....	2 pts.
Zona de derrumbes o afloramiento en lecho de ríos.....	3 pts.
Socavaciones.....	3 pts.
Zonas de suspensión de la tubería.....	2 pts.
Acumulación de líquidos.....	3 pts.
Zonas de anclaje.....	2 pts.

### **3.2.4 Subíndice de Operaciones Incorrectas**

Este es uno de los aspectos más importantes en este análisis de riesgo, ya que, evalúa las condiciones actuales de operación de la línea, sin embargo se presenta como uno de los más difíciles de evaluar. El proceso de evaluación se enfatiza en las medidas tomadas para prevenir el error humano por parte del personal que opera la tubería. Cuando el operador de la línea toma medidas para mejorar el desempeño del personal de operaciones, mejora en el diseño y/o los programas gerenciales, se obtiene una reducción del riesgo.

Un punto importante en el manejo del riesgo de errores humanos es la asunción de que pequeños errores en cualquier punto del proceso pueden hacer vulnerable al sistema de fallas a largo plazo. Con esto en mente, el evaluador debe manejar el potencial de errores humanos en cada una de las fases del tendido de la línea: diseño, construcción, operación y mantenimiento. Un ligero error en el diseño puede pasar desapercibido por años, cuando repentinamente este contribuye a una falla. Considerando todo el proceso como una cadena de pasos, también se pueden identificar posibles puntos de intervención, donde chequeos o inspecciones a equipos pueden incluirse para evitar fallas por errores humanos.

Para asignar la puntuación se evalúa la etapa de diseño, el mantenimiento, la etapa de construcción y por último las operaciones.

#### **3.2.4.1 Diseño**

##### **3.2.4.1.1 Identificación de Peligros (5%)**

En esta etapa se trata de identificar todo los peligros asociados a la tubería y a su operación. Los peligros presentes deben ser del total conocimiento antes de aplicar cualquier medida para reducir el riesgo. Y esto incluye todos los mecanismos de falla posibles en la tubería.

Idealmente, el evaluador de la línea debe chequear la existencia de documentación que demuestre que se realizó un análisis de identificación de peligros. En caso de que no existan estos documentos, la evaluación se puede realizar entrevistando a los expertos del sistema para determinar si al menos los peligros más relevantes han sido plenamente identificados.

La puntuación de este punto se asigna de acuerdo al empeño por parte del operador de la línea en realizar la plena identificación de peligros y las técnicas utilizadas para tal fin.

Las técnicas más comúnmente empleadas y que de cierta forma garantizan la plena identificación de peligros son las que se toman en cuenta para asignar la puntuación.

Se inicia con 5 puntos:

Análisis Preliminar de Riesgos (PHA).....	-1 pts.
Estudio de Peligro y Operabilidad (HAZOP).....	-1 pts.
Análisis de Árbol de fallas (FTA).....	-1 pts.
Análisis de Arbol de Eventos (ETA).....	-1 pts.
¿Qué pasa sí? (What if?).....	-1 pts.

*Análisis Preliminar de Peligros (PHA):* El Análisis Preliminar de Peligros (PHA) es un método cualitativo, tiene su mayor utilidad durante la etapa de la ingeniería conceptual del diseño de una instalación. Su uso permite detectar los peligros de los materiales, equipos y ubicación de la planta para proveer a los diseñadores con lineamientos adecuados a seguir en las subsecuentes etapas del diseño.

El Análisis Preliminar de Peligros concentra sus esfuerzos en los materiales peligrosos y componentes mayores de equipos de proceso y permite visualizar aquellos eventos que involucren liberación incontrolada de energía y/o productos tóxicos. El PHA no está considerado como uno de los enfoques más sistemáticos en la identificación de

peligros, sin embargo, sirve muy bien al propósito de definir eventos conducentes a escenarios de accidentes mayores. El método debe ser desarrollado por un equipo multidisciplinario el cual determina los peligros, sus causas, frecuencias y consecuencias en una forma cualitativa. La cuantificación de frecuencias y consecuencias pueden ser realizadas en un paso posterior.

*Estudio de Riesgos de Operabilidad en Procesos (HAZOP):* Un estudio de riesgo en el proceso, es simplemente una metodología estructurada para la identificación de riesgos. Es un programa que permite al usuario emplear el pensamiento creativo en la identificación de problemas operacionales y de peligro. Un HAZOP involucra una revisión metódica y sistemática de los documentos de diseño que describen las instalaciones. El estudio se lleva a cabo por un grupo multidisciplinario, que identifica los problemas de riesgo en el proceso que pueden causar un accidente. Las desviaciones del valor de diseño o los parámetros clave son analizadas usando palabras guías para controlar la evaluación de la revisión. Esto supone que los valores de diseño de los flujos, temperaturas, presiones, concentraciones y otros procesos variables son inherentemente seguros y operables.

La aplicación de esta técnica es utilizada durante el diseño de un proyecto, durante la instalación de una instalación industrial, operación de instalaciones existentes o cuando se realizan cambios mayores en los procesos.

*Árbol de Fallas (Failure Tree):* Es una herramienta de análisis que utiliza el razonamiento deductivo y los diagramas gráficos, mostrando la lógica del proceso de razonamiento deductivo para determinar como puede ocurrir un evento particular no deseado.

Es un método estructural y sistemático que puede ser utilizado en un sistema sencillo.

Es una de las pocas herramientas que puede tratar adecuadamente el asunto de fallas comunes, y es una técnica que puede producir resultados tanto cualitativos como cuantitativos.

Las etapas donde se utiliza esta metodología son durante el diseño para detectar fallas escondidas, o durante la operación para evaluar accidentes potenciales en el sistema y detectar fallas en procedimientos o en el operador.

*Análisis de Árbol de Eventos (ETA):* Un Árbol de Eventos es un modelo binario, gráfico y lógico que identifica los posibles escenarios que siguen a un evento iniciador. El Árbol de Eventos proporciona cobertura sistemática de la secuencia de propagación del accidente, bien a través de una serie de acciones de sistemas de protección, funciones normales de la planta, o intervenciones del operador.

La principal desventaja de este enfoque está determinada por el hecho de que los mismos escenarios pudieran surgir de otros eventos iniciadores, los cuales pudieran no estar incluidos en el árbol, si el análisis no fue exhaustivo.

El árbol de eventos puede ser usado en la fase de diseño para evaluar accidentes potenciales que resulten de eventos iniciadores. Así mismo, este método podrá ser utilizado en la fase de operación de una instalación a fin de evaluar la compatibilidad de los sistemas de seguridad existentes, o para examinar las consecuencias potenciales de fallas de equipos. Los resultados obtenidos pueden ser cualitativos o cuantitativos, siempre y cuando se cuente con una base de datos adecuada.

*¿Qué pasa Sí? (What if...):* Esta técnica no requiere métodos cuantitativos especiales o una planeación extensiva. El método utiliza información específica de un proceso para generar una especie de preguntas de lista de verificación. Un equipo especial prepara una lista de preguntas, llamas preguntas ¿Qué pasa Sí?, las cuales son entonces contestadas colectivamente por el grupo de trabajo y resumidas en forma tabular.



Esta técnica es ampliamente utilizada durante las etapas de diseño del proceso, así como durante el tiempo de vida o de operación de una instalación, asimismo cuando se introducen cambios al proceso o a los procedimientos de operación.

Entre otras, estas técnicas son muy útiles en la evaluación de situaciones específicas. Estas nos pueden ayudar en la ubicación óptima de una válvula, la instalación de un sistema de seguridad, la trayectoria de la tubería, y otros análisis comunes en tuberías.

#### **3.2.4.1.2 Posibilidad de Alcanzar MAOP (10%)**

Primero debemos realizarnos una pregunta. ¿Existe alguna fuente aguas arriba de la tubería que pueda incrementar la presión a una mayor al MAOP de la tubería?. Obviamente, un sistema en el que no es físicamente posible se encuentra seguro, en cuanto a la falla por esta causa.

La Máxima Presión Permisible de Operación (MAOP) es, en teoría, la máxima presión interna a la que una tubería puede ser sometida, esta es calculada de acuerdo a un análisis de esfuerzos en la pared de la tubería. El más significativo de estos esfuerzos se compara con los esfuerzos límites del material. Estos esfuerzos límites de los distintos materiales son valores teóricos, que se confirman mediante ensayos y pueden predecir cuando un material puede fallar cuando es sometido a grandes esfuerzos.

La falla del material se define como el punto en el cual el material cambia de forma al ser sometido a esfuerzos y no vuelve a su forma original cuando el esfuerzo es removido. Cuando se alcanza el límite “inelástico”, el material ha sido estructuralmente modificado. Por esto la presión interna no debe ser lo suficientemente grande para alcanzar los esfuerzos límites del material.

La MAOP es solo un componente del estado de esfuerzo del material de la tubería. Esto significa que el material de la tubería debe soportar un monto adicional de esfuerzos

igual a aquel causado por la presión interna, originados por causas externas. Aunque la presión interna es responsable de los mayores esfuerzos en la pared de la tubería, se recomienda tomar todas las medidas para que la presión interna de la tubería no exceda la MAOP.

En mucho de los casos en que existe la posibilidad de alcanzar la MAOP, existen válvulas que cierran automáticamente al detectar cualquier incremento brusco de la presión. Esta válvula es un sistema de seguridad que disminuye el riesgo de falla en la tubería a causa de un incremento de la presión, sin embargo, el mantenimiento y la calibración de estas tiene que ser periódica para asegurar su correcto funcionamiento. Así mismo pueda que exista cierta combinación de eventos que puedan causar la sobrepresión de la línea, por esto los procedimientos operacionales deben documentarse y se debe inducir al personal que opera la línea cumplir con estos procedimientos manera de evitar cualquier error. Sin embargo, esto no es suficiente, ya que, por diversos motivos (cansancio, descuido, etc.) puede obviarse algún procedimiento. Para evitar esto, se utilizan los sistemas mecánicos de prevención de errores los cuales pueden ser: un simple candado o cadena, que alerte al operador y permita que piense mejor lo que esta haciendo y de esta manera evitar errores operacionales por falta de atención.

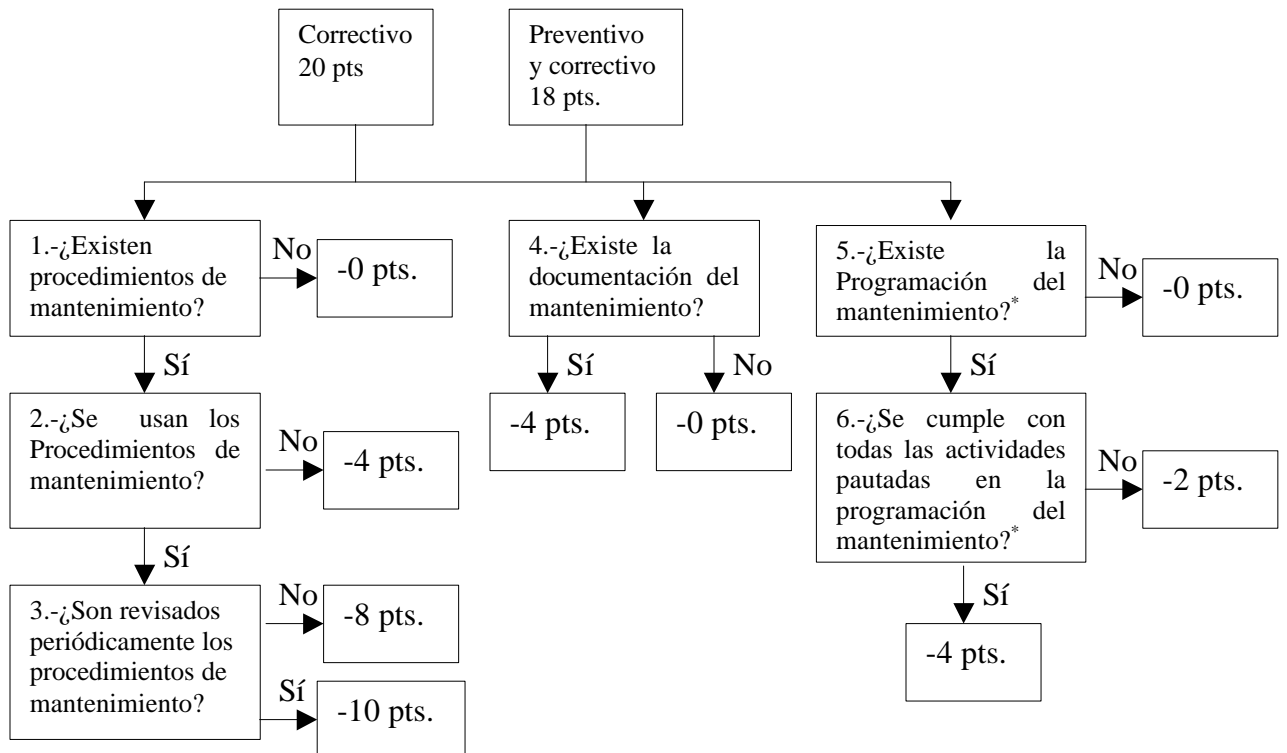
Si es posible alcanzar la sobrepresión se asignan los puntos como sigue:

1.-¿Existen Válvulas que actúen automáticamente, al incrementarse la presión, aguas arriba de la tubería?	Sí.....	Pregunta 2
	No.....	10 pts.
2.-¿Existe Calibración y mantenimiento programado de las válvulas?	Sí.....	5 pts.
	No.....	8 pts.
3.-¿La sobrepresión de la línea se evita a través de procedimientos?	Sí.....	Pregunta 4
	No.....	-0 pts.
4.-¿Existen sistemas mecánicos de prevención de errores?	Sí.....	-5 pts.
	No.....	-3 pts.

### 3.2.4.2 Mantenimiento (20%)

La aplicación de un programa inadecuado de mantenimiento es un tipo de error que puede ocurrir en muchos niveles de la operación. La falta de gerencia del mantenimiento, procedimientos incorrectos o errores cometidos durante las actividades de mantenimiento pueden directa o indirectamente afectar la integridad de la tubería. El evaluador de la línea debe observar el nivel del mantenimiento por parte del operador de la línea

Se requiere la aplicación de los más altos estándar para operar la tubería de manera segura. Se debe tener la capacidad de mantener la condición “como –construido” (as-built) casi indefinidamente por medio de la alta calidad del mantenimiento. Un programa de mantenimiento preventivo debe tener lugar, y debe incluir los procedimientos escritos de las pruebas e inspecciones regulares de la estructura y los componentes o equipos, además de cumplir con todas las actividades de mantenimiento programadas. Cada componente en servicio debe ser mantenido en una condición que sea compatible con su operación o un propósito de seguridad por medio de reparación o reemplazo.



\* Se realizan sólo si existe mantenimiento preventivo.

### 3.2.4.3 Construcción (10 %)

Idealmente, los procesos de construcción deben estar bien definidos e invariables de un sitio a otro. Pero las decisiones tomadas durante este proceso y el nivel de preparación de los obreros pueden definir la calidad del producto final.

Desafortunadamente, las especificaciones de construcción y manejo varían de acuerdo a las condiciones encontradas en el campo. La fuerza trabajadora rota con mucha frecuencia y siempre se trata de conseguir la mano de obra más económica posible.

Entonces, para evaluar este punto se debe conseguir evidencia de que se tomaron todas las medidas que permitieron realizar la construcción de acuerdo con las especificaciones de diseño. Mientras que la prueba hidrostática verifica la resistencia, técnicas inapropiadas de construcción pueden causar problemas en el futuro. Esfuerzos residuales, daños a los mecanismos que previenen la corrosión, soportes inadecuados o golpes acumuladores de esfuerzos son algunos de los ejemplos de los defectos de construcción que pueden pasar la prueba hidrostática inicial.

Para evaluar el proceso de construcción se tomaron en cuenta los siguientes puntos:

**Materiales:** Todos los componentes y materiales fueron verificados conforme a las especificaciones de diseño previo a la construcción.

**Juntas:** Alta calidad de los obreros es requerida en cualquier método de soldadura utilizado para realizar las juntas. Estas deben ser inspeccionadas con las técnicas apropiadas (Rayos X, ultrasonido, líquido penetrante, etc.) y la inspección se debe aplicar a todas y cada una de las juntas para garantizar la calidad de las mismas.

**Inspección:** Un inspector calificado debe estar presente para supervisar todos los aspectos de construcción. Se supone que esta inspección es de alta calidad.

**Relleno:** El tipo de relleno y los procedimientos utilizados deben ser los apropiados y que no causen daño al revestimiento.

**Manejo y almacenamiento:** Todos los componentes, y en especial las secciones más largas deben ser almacenados y manejados con el fin tal de minimizar los esfuerzos.

**Revestimiento:** La aplicación fue supervisada y fue cuidadosamente inspeccionada y todos los defectos fueron corregidos.

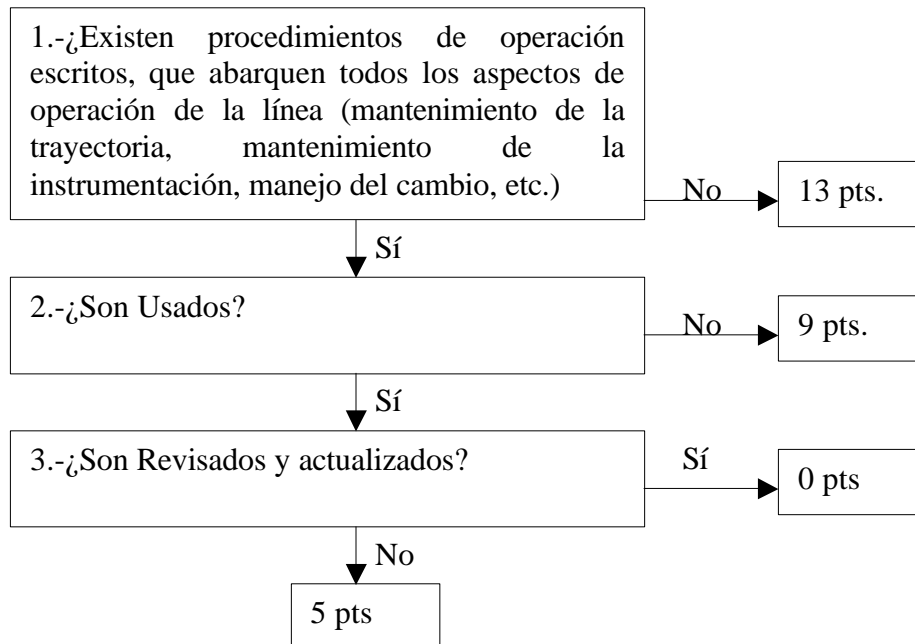
1.- ¿Todos los materiales y componentes fueron verificados en conformidad con las especificaciones de diseño antes de la construcción?	Sí.....	0 pts.
	No.....	1 pts.
2.- ¿Los soldadores que realizaron las juntas son calificados y se realizó la inspección de todas las juntas?	Sí.....	0 pts.
	No.....	2 pts.
3.- ¿ Estuvo presente un inspector calificado durante la construcción de la línea?	Sí.....	0 pts.
	No.....	2 pts.
4.- Calidad del relleno	Buena.....	0 pts.
	Deficiente...	0,5 pts.
	Mala.....	1 pts.
5.- Calidad del manejo y almacenamiento de la tubería durante el proceso de construcción	Buena.....	0 pts.
	Deficiente...	1 pts.
	Mala.....	2 pts.
6.- ¿Fue supervisada la aplicación del revestimiento y la corrección de defectos durante la etapa de construcción?	Sí.....	0 pts.
	No.....	2 pts.

#### 3.2.4.4 Operaciones ( 55 %)

Este es el punto en que un error humano puede causar una falla inmediata en la tubería. Por esto en este punto se hace énfasis en la prevención de los errores en vez de la detección.

### 3.2.4.4.1 Procedimientos de operación (13%)

Se debe verificar que existan procedimientos escritos de operación que cubran todas los proceso de operación de la tubería. Debe existir evidencia de que estos procedimientos son usados y activamente revisados y actualizados. Esto incluye listas de chequeo (“checklist”), copia de los procedimientos en las áreas operacionales y sobre todo en los sitios donde ser realicen las operaciones más críticas como lo es operación de válvulas, cambios de parámetros de flujo, etc. A medida que se haga uso de tales procedimientos, su documentación, revisión y adaptación, se añadirá más puntaje al subíndice como se muestra:



### 3.2.4.4.2 Entrenamiento (10 %)

El entrenamiento del personal puede ser visto como la principal defensa contra los errores humanos y la reducción de accidentes. El personal que opera la línea debe tener conocimiento de los principales aspectos relacionados con la línea y las consecuencias que pueden acarrear las decisiones que estos puedan tomar. Es de hacer notar que un programa de entrenamiento puede tener muchos tópicos, pero solo se tomaran en cuenta aquellos que permitan prevenir accidentes.

Es importante destacar que el entrenamiento no se mantiene vigente a medida que pasa el tiempo. El operador se familiariza con la operación y puede no dar importancia a ciertos procedimientos o simplemente se le olvidan. Por esto, en todo programa de entrenamiento debe ser incluido el re - entrenamiento del personal.

Se inicia con 10 puntos y estos se van reduciendo a medida que se entrena al personal en los tópicos propuestos.

Tópicos cubiertos en los programas de entrenamiento

Características del fluido manejado. ....	-2 pts.
Esfuerzos en la tubería. ....	-2 pts.
Corrosión. ....	-2 pts.
Mantenimiento. ....	-2 pts.
Procedimientos operacionales. ....	-2 pts.
¿Existen actividades de re – entrenamiento?	Sí..... 0 pts.
	No..... 2 pts.

Se puede obtener un máximo de 10 puntos.

**3.2.4.4.3 SCADA (4%)**

El sistema SCADA (Supervisory Control And Data Adquisition) consiste en la transmisión de los datos operacionales (presión, temperatura, etc.), desde distintos puntos de la tubería para su monitoreo constante desde una sala de control o punto específico. En mucho de los casos, en sistemas que tiene este tipo de equipos, se puede realizar operaciones remotas de válvulas, bombas, etc. Estos equipos deben estar incluidos en el programa de mantenimiento del sistema y se debe realizar la calibración periódica de los instrumentos de medición.

El disponer de sistemas de comunicaciones de este tipo hace más confiable el sistema y se pueden reducir las consecuencias de un evento de fuga ya que cualquier anomalía se detecta con mayor rapidez.

1.-¿Existe el sistema de SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)?	Sí.....	Pregunta 2 y 3
	No.....	4 pts.
2.-¿ Existe mantenimiento programado del sistema SCADA?	Sí.....	0 pts.
	No.....	2 pts.
3.-¿ Existe calibración periódica de la instrumentación utilizada?	Sí.....	0 pts.
	No.....	2 pts.

#### **3.2.4.4 4 Supervisión del personal (2%)**

Con el fin de evitar errores debido a la incapacidad temporal, bien por enfermedad o por influencia de sustancias estupefacientes de cualquier miembro del personal que opera la línea, se debe implantar un programa continuo de supervisión, así como un chequeo médico anual que indique que la persona se encuentra en plenitud de condiciones para desempeñarse en el trabajo.

¿Existe una supervisión continua del personal que opera la línea?	Sí.....	0 pts.
	No.....	1 pts.
¿El personal es sometido a una revisión médica anual?	Sí.....	0 pts.
	No.....	1 pts.

#### **3.2.4.4.5 Programas de seguridad (15%)**

Los programas de seguridad son una de las herramientas más efectivas en cuanto a la reducción del riesgo. Y más que unos programas, deben ser unas políticas desarrolladas por parte del operador de la línea y debe involucrar todas las partes del proceso y operación de las tuberías. En las instalaciones de PDVSA, estas actividades son desarrolladas por la



división de Seguridad Higiene y Ambiente (SHA), por lo tanto, cualquier programa de seguridad debe ser coordinados por esta división para garantizar su efectividad.

1.-¿Existen Programas de seguridad?	Sí.....	Pregunta 2
	No.....	15 pts.
2.-¿Son estos monitoreados por SHA?	Sí.....	0 pts.
	No.....	8 pts.

#### 3.2.4.4.6 Inspección (5%)

En este punto se evalúan las inspecciones como parte de las operaciones comunes de la tubería dependiendo del tipo de inspecciones realizadas y la información que estas suministran, la realización de reportes y la programación de medidas correctivas.

Se inicia con 5 pts.

##### Tipos de inspecciones que se realizan

Inspección de cruces de agua. ....	-0,5 pts.
Inspecciones Instrumentadas.....	-2 pts.
Densidad poblacional.....	-0,5 pts.
Profundidad de la tubería.....	-0,5 pts.
Paso a Paso (trayectoria) .....	- 1 pts.
Aérea (trayectoria) .....	0 pts.

##### Frecuencia de Inspección Aérea

Mensual o menor.....	-0 pts.
Bimensual.....	-0,15 pts.
Trimestral.....	-0,25 pts.
Semestral o mayor.....	-0,5 pts.

¿Se realizan reportes finales de recomendaciones?	Sí.....	0 pts.
	No.....	0,5 pts.
¿Son revisados los informes y programados las acciones correctivas?	Sí.....	0 pts.
	No.....	0,5 pts.

### 3.2.4.4.7 Enganches (3%)

Un enganche consiste en empalmarle una tubería a otra en cualquier punto de su trayectoria. Esto se hace con el fin de aumentar la producción de la línea y se observa regularmente en las unidades de explotación de yacimientos cuando se requiere aumentar la producción de un pozo o la explotación de uno “nuevo”. Sin duda alguna, esto altera las condiciones originales de operación de la línea y cambia la estructura original de diseño, lo cual incrementa la probabilidad de falla y las posibles consecuencias en caso de que esta ocurra. Estas prácticas se realizan debido a una necesidad en determinado momento, sin embargo, deben realizarse siguiendo los lineamientos corporativos de Gerencia de Seguridad de los Procesos (GSP).

1.-¿Se han realizado enganches a la línea?	Sí.....	Pregunta 2
	No.....	0 pts.
2.-¿Se cumplió con los lineamientos de Gerencia de Seguridad de los Procesos GPS?	Sí.....	1 pts.
	No.....	3 pts.

### 3.2.4.4.8 Materiales y accesorios (3%)

No siempre las condiciones originales de diseño son con las que se opera el sistema, a medida que transcurre el tiempo puede que el régimen de operación aumente debido al incremento en la demanda del producto, o disminuya por cualquier otra causa. El fluido manejado también puede cambiar su composición química original. Debido a que estos cambios se presenta en la mayoría de los casos, es importante conocer estas condiciones actuales de operación y compararlas con las condiciones originales de diseño y verificar que los materiales y componentes de la tubería pueden soportar estos cambios.

1.-¿Han cambiado las condiciones originales de operación?	Sí.....	Pregunta 2
	No.....	0 pts.
2.-¿Soportan los materiales y accesorios las condiciones actuales de operación de operación?	Sí.....	1 pts.
	No.....	3 pts.

### 3.2.5 Categorías de Probabilidad de Falla

Después de analizar todos y cada uno de los subíndices de probabilidad de falla se calcula en Índice de Probabilidad de Falla (IPF) basándose en la ponderación de cada uno de los subíndices. Un ejemplo de cálculo del IPF se puede observar en la Tabla 3.7, en donde se ha evaluado cada subíndice y el operador de la línea considera que el subíndice de Corrosión debe tener un peso del 40 %, Daños por Terceros un 20 %, Operaciones Incorrectas 25 % y Diseño 15 % en el IPF.

**Tabla 3.7 Ejemplo de cálculo del IPF.**

DT(20%)	C(40%)	D(15%)	OI(25%)	Procedimiento de cálculos	IPF
45	62	48	31	$IPF=45 \times 0.2 + 62 \times 0.4 + 48 \times 0.15 + 31 \times 0.25$	58

En la Tabla 3.8 se puede observar como se obtiene la categoría de probabilidad de falla, de acuerdo al IPF, que luego será combinada con la categoría de consecuencias en la matriz de riesgo.

**Tabla 3.8 Categorías de Probabilidad de Falla**

Valor del IPF	Categoría de Probabilidad de Falla
Entre 0 y 20	1
Entre 21 y 40	2
Entre 41 y 60	3
Entre 61 y 80	4
Entre 81 y 100	5

### **3.3 Análisis de Consecuencias**

Hasta este momento se han analizado los posibles modos de falla, que afectan a las tuberías de línea. Como ya sabemos, la consecuencia de la falla es el segundo término de la ecuación de riesgo, el cual tiene la misma importancia de la probabilidad de falla.

El análisis de las consecuencias se inicia cuando la tubería falla, y el impacto de esta falla depende de los siguientes parámetros:

- El producto que maneja la tubería.
- Condiciones de operación.
- Los alrededores de la tubería.

Desafortunadamente la interacción entre estos parámetros puede llegar a ser sumamente compleja y casi imposible de modelar con exactitud. El posible tipo de fuga, las condiciones ambientales, el tipo de suelo, la densidad de población, etc. son por sí mismos muy variables e impredecibles a lo largo de la línea. Por esto, para cuantificar las consecuencias se utilizarán métodos simplificados con el fin de establecer las prioridades relativas a los planes de inspección.

#### **3.3.1 Determinación del fluido representativo y sus propiedades**

Las tuberías de línea son utilizadas en el transporte de una gran variedad de fluidos. Por lo tanto, incluirlos a todos en este análisis de consecuencias se haría demasiado extenso. Por esto y por la necesidad de evaluar el riesgo en las tuberías sin necesidad de hacer estudios específicos de los fluidos que manejan todas y cada una de las tuberías a evaluar, se selecciona uno o varios de los fluidos que se presentan en la Tabla 3.9 como representativos del que en realidad manejan las tuberías, aunque esto implique algunas suposiciones.

**Tabla 3.9 Fluidos Representativos**

<b>Fluido Representativo</b>	<b>Ejemplo</b>
C1-C2	Metano, Etano, Etileno, LNG.
C3-C4	Propano, Butano, Isobutano, Pentano, LPG.
C5	Pentano.
C6-C8	Gasolina, Napfta, Napfta Pesada.
C9-C12	Diesel, Kerosene.
C13-C16	Jet Fuel, Gas Oil
C17-C25	Crudo Típico.
C25+	Residual, Crudo Pesado, Oil
Agua	Agua

Para hacer de este análisis de riesgo más sencillo y realizar la evaluación en un tiempo relativamente corto por un evaluador. Se asumen las propiedades de cada uno de los fluidos representativos y se presentan en la Tabla 3.10. Es de hacer notar que estas propiedades son importantes ya que para este estudio el punto de ebullición normal y el peso molecular serán utilizados para determinar la fase del fluido a la descarga y la cantidad que se fuga respectivamente.

**Tabla 3.10 Propiedades de los fluidos representativos<sup>[1]</sup>.**

<b>Fluido Representativo</b>	<b>Peso Molecular</b>	<b>Densidad [lb/ft<sup>3</sup>]</b>	<b>Punto de Ebullición [°F]</b>	<b>Estado en el Ambiente</b>	<b>k</b>	<b>Temperatura de Auto Ignición [°F]</b>
C1-C2	23	5,639	193	Gas	1,251	1036
C3-C4	51	3,61	6,3	Gas	1,108	696
C5	72	39,03	97	Líquido	1,077	544
C6-C8	100	42,702	210	Líquido	1,056	433
C9-C12	149	45,823	364	Líquido	1,036	406
C13-C16	205	47,728	502	Líquido	1,018	396
C17-C25	280	48,383	651	Líquido	1,01	396
C25+	422	56,187	981	Líquido	1,005	396
Agua	18	62,3	212	Líquido	-	-

### 3.3.2 Selección de la gama de agujeros

En función de realizar los cálculos en el análisis de consecuencias de manera sencilla, un juego de tamaño de agujero en la pared de la tubería será utilizado. Podrá ser poco práctico para el cálculo de riesgo debido a la infinita gama de tamaños de agujero que se pueden presentar a la hora de una falla. Sin embargo la selección de un juego de tamaños de agujero refleja el rango de posibles resultados.

Definimos el tamaño del agujero como *pequeño, mediano, grande y rotura*. El rango es seleccionado de acuerdo a la magnitud de las consecuencias que se manejen. Los casos en que la el orificio sea grande o ruptura, estos dominaran en cuanto a riesgo.

El juego de tamaños de agujero seleccionado agujeros que modelarán la fuga para este análisis de consecuencias aplicado a tuberías de línea se presenta en la Tabla 3.11, en donde el valor representativo será utilizado para realizar los cálculos de tasa de fuga.

**Tabla 3.11 Tamaños de Agujeros<sup>[1]</sup>.**

<b>Tamaño de agujero</b>	<b>Rango</b>	<b>Valor representativo</b>
Pequeño	0- <sup>1</sup> / <sub>4</sub> pulgada (0-6.35 mm)	<sup>1</sup> / <sub>4</sub> pulgada (6.35 mm)
Mediano	<sup>1</sup> / <sub>4</sub> -2 pulgadas (6.35-50.8 mm)	1 pulgada (25.4 mm)
Grande	2 –6 pulgadas (50.8-152.4 mm)	4 pulgadas (101.6 mm)
Rotura	>6 pulgadas (> 152.4 mm)	Diámetro completo. <u>hasta 16 pulgadas(406.4 mm)</u>

Se asume que cuando un agujero sea mayor a 6 pulgadas (152.4 mm) ya se tiene una ruptura de la tubería. Para los cálculos de consecuencia en caso de rotura, se asume el diámetro de la tubería, pero si el diámetro de la tubería es mayor a 16 pulgadas, el diámetro representativo seguirá siendo de 16 pulgadas (406.4 mm).

Existen tamaños de agujero que puedan no ser posible para determinado diámetro de tubería, por ejemplo, puede existir una tubería que solo tenga un juego de dos tamaño de agujero. Si la tubería es de una (1) pulgada,  $\frac{1}{4}$  de pulgada y ruptura serán los tamaños de agujero representativos posibles.

### **3.3.3 Estimación del monto total de fluido disponible para la fuga**

Para el cálculo de consecuencia se requiere de un límite superior para establecer el monto de fluido que puede fugarse (el inventario). En teoría, el monto total de fluido que puede fugarse es aquel que se encuentra confinado entre válvulas que pueden cerrar rápidamente (en realidad, las operaciones de emergencia se pueden realizar utilizando válvulas de cierre manual u otro tipo de cierre). Para ciertas tuberías existen restricciones, un ejemplo son los cambios de elevación, que pueden hacer que del cierre de las válvulas lento. Por esto es necesario destacar que el inventario utilizado para representar la fuga es el límite superior y no indica la cantidad de fluido que puede ser derramado en todos los escenarios.

En el análisis de consecuencias no se usa un cálculo detallado del modelo hidráulico ya que se tendrían que incluir todos los patrones de flujo existentes. Es preferible un procedimiento simple que nos permita determinar la masa de fluido que puede en realidad ser liberado en un escenario de fuga.

### **3.3.4 Estimación de la tasa de fuga**

En el análisis de consecuencias se modela la fuga como uno de los siguientes tipos: Instantánea y Continua.

Una fuga instantánea es aquella que ocurre tan rápidamente que el fluido se dispersa en forma de simple nube o piscina. La fuga continua es aquella que ocurre por largo periodo de tiempo, permitiéndole al fluido dispersarse en forma de una elipse alargada o un

chorro (dependiendo de las condiciones ambientales). En la realización del análisis no se sabe si la fuga se presentará en forma instantánea o continua. Por esto, se calcula primero la tasa de fuga y luego se aplica cierto criterio para determinar que tipo de fuga es el apropiado.

La tasa de fuga depende de las propiedades físicas del producto que es transportado, a las condiciones ambientales y en las condiciones de proceso. El análisis seleccionará la forma correcta de calcular la tasa de fuga de acuerdo a la fase del fluido cuando este se encuentra dentro de la tubería. Para el caso de gases también se considera el régimen de descarga (sónico o subsónico) del producto.

El estado inicial del o los fluidos deben ser definidos como líquido o gaseoso. Siendo simplemente la fase en que se encuentra el fluido dentro de la tubería antes de ser descargado a la atmósfera.

Las ecuaciones para el cálculo de tasa de fuga son las siguientes:

### 3.3.4.1 Cálculo de la tasa de fuga para líquidos

La descarga de líquidos a través de un borde filoso ha sido descrita en el trabajo realizado por Bernoulli y Torricelli <sup>[5]</sup> y puede ser calculada con la ecuación 3.18.

$$Q_m = A_o C_d \sqrt{2 r - \Delta P \frac{g_c}{144}} \quad (\text{Ec. 3.18})$$

Donde:

$Q_m$  = Tasa de fuga de líquido [lbs/s]

$C_d$  = Coeficiente de descarga

$A_o$  = Área del orificio [ft<sup>2</sup>]

$r$  = Densidad del líquido [lbs/ft<sup>3</sup>]

$DP$  = Diferencia de presión entre la atmosférica y la presión [psig]

$g_c$  = Factor de conversión de lbf a lbm (32.2 lb<sub>m</sub>-ft/lb<sub>f</sub>-sec<sup>2</sup>)



El coeficiente de descarga  $C_o$  para flujos muy turbulentos (número de Reynolds mayor a 30.000) en orificios con cortes agudos es de 0,60 a 0,64. Para el cálculo de consecuencias se utilizará un valor aproximado de 0,61. Para estas condiciones la velocidad del fluido es independiente al tamaño del agujero.

### 3.3.4.2 Cálculo de la tasa de fuga para gases

Existen dos regímenes para el flujo de gases a través de un orificio. Sónico, para altas presiones internas, y subsónico para bajas presiones. La tasa de fuga para gases es calculada en dos pasos, uno es determinar el régimen que está presente, y el otro es calcular la tasa de fuga al régimen específico. La ecuación 3.19 define la presión a la cual el régimen cambia de subsónico a sónico.

$$P_{trans} = P_a \left( \frac{K + 1}{2} \right)^{\frac{K}{K-1}} \quad (\text{Ec. 3.19})$$

Donde:

$P_{trans}$  = Presión de transición [psia]

$P_a$  = Presión atmosférica [psia]

$K$  =  $C_p/C_v$

$C_p$  = Poder calorífico a presión constante [BTU/lb mol<sup>o</sup>F]

$C_v$  = Poder calorífico a volumen constante [BTU/lb mol<sup>o</sup>F]

Para los casos en que la presión interna de la tubería es mayor que la presión de transición, se debe usar la ecuación de descarga sónica, y para el caso en que la presión interna de la tubería es menor o igual a la presión de transición, usar la ecuación de descarga subsónica.

#### 3.3.4.2.1 Tasa de fuga para régimen sónico

La descarga de gases a velocidades sónicas a través de un orificio puede ser calculada utilizando la ecuación 3.20 <sup>[5]</sup>:

$$Q_{ms} = C_o A_o P_o \sqrt{\left(\frac{KM}{RT}\right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2}{K-1}\right)^{\frac{K-1}{K}}} \quad (\text{Ec. 3.20})$$

Donde:

$Q_{ms}$  = Tasa de fuga, flujo sónico [lb/s]

$C_o$  = Coeficiente de descarga (para gas  $C_o=0.85$  a 1)

$A_o$  = Area del orificio [ $\text{in}^2$ ]

$P_o$  = Presión absoluta de operación de la tubería [psia]

$K$  =  $C_p/C_v$

$M$  = Peso Molecular [lb/lb-mol]

$R$  = constante universal de los gases ( $10.73 \text{ ft}^3\text{-psia/lb-mol } ^\circ\text{R}$ )

$T_o$  = Temperatura de operación [ $^\circ\text{R}$ ]

### 3.3.4.2 Tasa de fuga para régimen subsónico

La descarga de los gases para velocidades subsónicas a través de un orificio puede ser calculada usando la siguiente ecuación<sup>[5]</sup>:

$$Q_{mss} = C_o A P_o \sqrt{\left(\frac{M}{RT}\right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2K}{K-1}\right) \left(\frac{P_a}{P_o}\right)^{\frac{2}{K}} \left[1 - \left(\frac{P_a}{P_o}\right)^{\frac{K-1}{K}}\right]} \quad (\text{Ec. 3.21})$$

Donde:

$Q_{mss}$  = Tasa de flujo en régimen subsónico [lbs/s]

Las demás fueron definidas previamente.

### 3.3.4.3 Flujo multifásico o mezcla de fluidos.

En los casos que la tubería maneje distintos fluidos al mismo momento, se seleccionan los fluidos representativos y se introducen el porcentaje en volumen que ocupa

cada uno en la tubería. Se calcula individualmente la tasa de fuga para cada uno de estos fluidos con sus respectivas propiedades y cada una de estas se toma individualmente para calcular el área de consecuencia, suponiendo que el tamaño del agujero para cada uno de los fluidos se reparte de igual manera que el porcentaje en volumen, es decir, si se manejan dos fluidos que ocupan el 50 % en volumen cada uno en una tubería de 6 pulgadas, el tamaño de agujero de  $\frac{1}{4}$ , 1, 4 y rotura será para cada fluido de  $\frac{1}{8}$ ,  $\frac{1}{2}$ , 2 y 3 pulgadas respectivamente.

### 3.3.5 Determinación del tipo de fuga

Existen diferentes métodos para estimar cuando las fugas son instantáneas o continuas. El cálculo de consecuencias puede variar mucho dependiendo del tipo de fuga seleccionado. Por esto, es sumamente importante que la fuga del fluido sea debidamente seleccionada entre estos dos tipos.

El criterio que se presenta a continuación está basado en revisiones históricas de incendios y explosiones, las cuales muestran que existe alta probabilidad de que una nube de vapor no confinada explote si la cantidad de fluido liberado es mayor a 4336 Kilogramos (10000 libras) en un periodo de tiempo muy corto<sup>[1]</sup>. El modelo de fuga continua tiene una probabilidad menor de explotar cuando se forma una nube de vapor después de la falla. De esta manera, usando esta incertidumbre podemos decir que, cuando el monto liberado después de la falla es menor a 4336 Kilogramos en corto período de tiempo, el tipo de fuga es continua y el resultado no es la explosión de una nube de vapor (Vapor Cloud Explosion) sino un fogonazo (flash-fire) en el cual no se generan sobrepresiones significativas. Si el flujo es mixto o multifásico basta con que uno de estos pueda fugarse instantáneamente para que la fuga sea modelada como instantánea.

El siguiente criterio se propone para determinar el modelo apropiado de fuga, bajo las siguientes condiciones:

1. Todos los agujeros *pequeños* son modelados como fugas continuas

2. Si en tres (3) minutos se pueden liberar mas de 4536 Kilogramos, la fuga por el agujero es instantánea
3. Si la cantidad que puede ser liberada en esos tres minutos es menor a 4536 Kilogramos, entonces se modela la fuga como continua.

### 3.3.6 Determinación de la fase final del fluido

Las características de dispersión de un fluido después de que este se ha fugado son sumamente dependientes de la fase del mismo en el ambiente (líquida o gaseosa). Si no existe un cambio de fase cuando el fluido pasa de las condiciones de operación a las condiciones ambientales, la fase final del mismo será la misma que tenía antes de iniciarse la fuga. Por otro lado, si el fluido tiende a cambiar de estado con la fuga, la fase en que el producto pueda encontrarse es difícil de evaluar para los propósitos del cálculo de consecuencias, por no existir modelos más sofisticados para determinar el estado final del fluido involucrado en la fuga, se establece la guía que se presenta en la Tabla 3.12.

**Tabla 3.12 Guía para la determinación de la fase final del fluido<sup>[1]</sup>**

<b>Fase del fluido a las condiciones de operación.</b>	<b>Fase del fluido a las condiciones ambientales.</b>	<b>Determinación de la fase final del fluido.</b>
Gas	Gas	Se modela como gas
Gas	Líquido	Se modela como gas
Líquido	Gas	Se modela como gas siempre y cuando el punto de ebullición a condiciones ambientales sea menor a 25°C, si no se modela como líquido.
Líquido	Líquido	Se modela como líquido

### **3.3.7 Evaluación de la respuesta a la fuga**

La evaluación de la respuesta a la fuga es el paso final en el análisis de consecuencias. En este paso, los sistemas de mitigación utilizados son evaluados de acuerdo a su efectividad limitando la consecuencia.

Existen dos parámetros esenciales en la evaluación de la respuesta a la fuga: la duración de la fuga y la reducción del área de acción del fluido o los fluidos derramados. La duración de la fuga es un parámetro crítico en la evaluación de consecuencias tóxicas y ambientales, no siéndolo para los productos inflamables quienes rápidamente alcanzan concentraciones estables.

Debido a estas razones, es necesario que se realicen diferentes estimaciones para la evaluación de la respuesta a la fuga utilizando los cuatro tipos de consecuencias analizadas por la IBR. Los distintos tipos de estimaciones para cada tipo de consecuencia se presentan a continuación:

#### **3.3.7.1 Fugas Inflamables**

Para la fuga de productos inflamables, las válvulas de aislamiento sirven para reducir la masa disponible, dependiendo de la calidad de este sistema. Este tipo de fuga puede originar consecuencias tanto en personas como en equipos e instalaciones, por lo tanto tenemos fugas inflamables con daño a personas (fatalidades) y fugas inflamables con daño a instalaciones

#### **3.3.7.2 Fugas Tóxicas**

La duración de la fuga se estima de acuerdo al inventario total de la sección de la tubería evaluada y a la calidad de los sistemas de detección y aislamiento. La duración es entonces utilizada como dato de entrada en la estimación de las consecuencias tóxicas. Las

acciones de mitigación, como los planes de evacuación, pueden ayudar a reducir el efecto tóxico del fluido y por lo tanto reducir la consecuencia.

### **3.3.7.3 Fugas al ambiente.**

Las consecuencias ambientales se reducen de dos maneras: barreras física que actúan como contenedores de la fuga en el sitio, y los sistemas de detección y aislamiento. Los sistemas de mitigación y detección pueden reducir la duración de la fuga, y con esto, el volumen derramado.

### **3.3.7.4 Evaluación de las acciones de mitigación.**

Se presentaran modelos para cuantificar las consecuencias de determinado tipo de fuga, pero sin duda alguna existen distintas acciones que pueden ser realizadas. Estas acciones pueden que no tengan influencia en la naturaleza y características de la fuga, pero juega un papel importante en la reducción de las consecuencias. La evaluación, de las acciones tomadas para disminuir la consecuencia de la fuga, puede expresarse en términos de la reducción del área de consecuencia inflamable (fatalidades) y área de consecuencia tóxica.

### **3.3.8 Determinación de las consecuencias a la fuga**

Las cuatro consecuencias tomadas en cuenta para este estudio, inflamables (fatalidades y daño a instalaciones), tóxicas y financieras, son analizadas de diferente manera:

- Las *consecuencias tóxicas e inflamables* se estiman utilizando un árbol de eventos para determinar la probabilidad de los diferentes tipos de fugas (fogonazos, nubes de vapor explosivas, etc.), combinadas con un sumario de ecuaciones basados en modelos computacionales para determinar la magnitud de la consecuencia.

- La *consecuencia financiera* se estima en función de los resultados de las consecuencias debido a los productos inflamables y directamente de la masa disponible para la fuga o de la tasa de fuga.

Las consecuencias tóxicas e inflamables han sido calculadas utilizando la metodología empleada en el software API RBI 3.1.0, que se basa en DNV Technica`s PHAST (Process Hazards Screening Tool) versión 4.1, un paquete computacional con rutinas que modelan la dispersión atmosférica y consecuencias. Como resultado, las consecuencias serán estimadas de acuerdo a un juego de ecuaciones empíricas, usando la tasa de fuga (para fugas continuas) y la masa disponible (para fugas instantáneas).

### **Suposiciones generales**

Para determinar la consecuencia final se requiere de datos meteorológicos específicos y condiciones de fuga. Las condiciones meteorológicas utilizadas son las mismas empleadas en el software IBR API versión 3.1, de lo contrario, se tendría que realizar un estudio especial para las condiciones promedio de Venezuela o del sitio en donde se encuentre la sección o tramo de tubería.

- Temperatura 21°C
- Humedad Relativa 75 %
- Velocidad del Viento 13 Km./h.
- Clase de estabilidad D

#### **3.3.8.1 Consecuencias Inflamables**

Las consecuencias inflamables se cuantifican en términos de área afectada por la ignición de la fuga. Existen distintos tipos de fugas para cualquier producto inflamable, por esto, se determina una simple combinación de resultados como promedio de todos los posibles tipos de fuga, ponderados de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia. La probabilidad de un tipo de fuga en específico es distinta a la probabilidad de ocurrencia del

evento de falla en una tubería de acuerdo a los distintos tipos de degradación a los que puede estar esta sometida.

Los distintos fenómenos que se pueden presentar después de la fuga de un producto inflamable son:

- Dispersión segura
- Chorro de fuego (jet fire)
- Explosión de nube de vapor (Vapor Cloud Explosion)
- Fogonazo (flash fire)
- Bola de fuego (fireball)
- Incendio de líquidos en superficies extensas (pool fires)

La determinación de las consecuencias inflamables a sido bastante simplificada con el objetivo de dar una medida aproximada de las consecuencias y así el evaluador de la instalación pueda tener una idea de lo que puede ocurrir. Podemos estimar las consecuencias haciendo uso de la siguiente información:

- El fluido o los fluidos representativos de la línea y sus propiedades
- El tipo y la fase de la dispersión
- La tasa de fuga o la masa disponible, dependiendo del tipo de dispersión y los efectos de mitigación

Los resultados se obtienen siguiendo los siguientes pasos:

1. Se seleccionan el fluido o los fluidos representativos.
2. Se determina el tipo de fase y dispersión
3. Se escoge la tabla apropiada, basado en el tipo de fuga
  - Tabla 3.13 para fuga continua donde la auto-ignición no es probable
  - Tabla 3.14 para fuga instantánea donde la auto-ignición no es probable
  - Tabla 3.15 para fuga continua donde la auto-ignición es probable



- Tabla 3.16 para fuga instantánea donde la auto-ignición es probable
  - Una vez seleccionada correctamente la tabla, se debe decidir por una de las mitades de la misma de acuerdo a la fase del producto después de la fuga (primera mitad para gases y segunda mitad para líquidos)
4. Seleccionar la columna apropiada de acuerdo al efecto de interés
  5. Seleccionar la ecuación apropiada correspondiente al fluido representativo
  6. Remplazar la “x” en la ecuación con la tasa de fuga o la masa disponible para la fuga dependiendo del tipo de fuga. El resultado es la posible área ponderada en pies cuadrados.

**Tabla 3.13 Ecuaciones para consecuencias de fuga continua - Auto ignición no probable<sup>\*[1]</sup>**

Fluido Representativo	Fase Final Gas		Fase Final Líquido	
	Daño a Instalaciones (ft <sup>2</sup> )	Fatalidades (ft <sup>2</sup> )	Daño a Instalaciones (ft <sup>2</sup> )	Fatalidades (ft <sup>2</sup> )
C1-C2	$A = 43 x^{0.98}$	$A = 110 x^{0.96}$		
C3-C4	$A = 49 x^{0.98}$	$A = 125 x^{0.96}$		
C5	$A = 25.2 x^{0.98}$	$A = 62.1 x^{1.00}$	$A = 536 x^{0.89}$	$A = 1544 x^{0.89}$
C6-C8	$A = 29 x^{0.98}$	$A = 68 x^{0.96}$	$A = 182 x^{0.89}$	$A = 516 x^{0.89}$
C9-C12	$A = 12 x^{0.98}$	$A = 29 x^{0.96}$	$A = 130 x^{0.90}$	$A = 373 x^{0.89}$
C13-C16			$A = 64 x^{0.90}$	$A = 183 x^{0.89}$
C17-C25			$A = 20 x^{0.90}$	$A = 57 x^{0.89}$
C25+			$A = 11 x^{0.91}$	$A = 33 x^{0.89}$

El área sombreada representa los casos en el cual las ecuaciones no aplican

x = tasa de fuga en lbs/s

A = Área en ft<sup>2</sup>

\*No probable ocurre cuando la temperatura de operación es menor a la temperatura de auto ignición más 27°C.

**Tabla 3.14 Ecuaciones para consecuencias de fuga instantánea - Auto ignición no probable<sup>\*[1]</sup>**

Fluido Representativo	Fase Final Gas		Fase Final Líquido	
	Daño a Instalaciones (ft <sup>2</sup> )	Fatalidades (ft <sup>2</sup> )	Daño a Instalaciones (ft <sup>2</sup> )	Fatalidades (ft <sup>2</sup> )
C1-C2	$A = 41 x^{0.67}$	$A = 79 x^{0.67}$		
C3-C4	$A = 28 x^{0.72}$	$A = 57.7 x^{0.75}$		
C5	$A = 13.4 x^{0.73}$	$A = 20.4 x^{0.76}$	$A = 1.49 x^{0.85}$	$A = 4.34 x^{.85}$
C6-C8	$A = 14 x^{0.67}$	$A = 26 x^{0.67}$	$A = 4.35 x^{0.78}$	$A = 12.7 x^{0.78}$
C9-C12	$A = 7.1 x^{0.66}$	$A = 13 x^{0.66}$	$A = 3.3 x^{0.76}$	$A = 9.5 x^{0.76}$
C13-C16			$A = 0.46 x^{0.88}$	$A = 1.3 x^{0.88}$
C17-C25			$A = 0.11 x^{0.91}$	$A = .32 x^{0.91}$
C25+			$A = 0.03 x^{0.99}$	$A = 0.081 x^{0.99}$

El área sombreada representa los casos en el cual las ecuaciones no aplican

x = masa disponible para la fuga

A = Área en ft<sup>2</sup>

\*No probable ocurre cuando la temperatura de operación es menor a la temperatura de auto ignición más 27°C.

**Tabla 3.15 Ecuaciones para consecuencias de fuga continua - Auto ignición probable<sup>\*[1]</sup>**

Fluido Representativo	Fase Final Gas		Fase Final Líquido	
	Daño a Instalaciones (ft <sup>2</sup> )	Fatalidades (ft <sup>2</sup> )	Daño a Instalaciones (ft <sup>2</sup> )	Fatalidades (ft <sup>2</sup> )
C1-C2	$A = 280 x^{0.95}$	$A = 745 x^{0.92}$		
C3-C4	$A = 315 x^{1.0}$	$A = 837 x^{0.92}$		
C5	$A = 304 x^{1.0}$	$A = 811 x^{1.0}$		
C6-C8	$A = 313 x^{1.0}$	$A = 828 x^{1.0}$	$A = 525 x^{0.95}$	$A = 1315 x^{0.92}$
C9-C12	$A = 391 x^{0.95}$	$A = 981 x^{0.92}$	$A = 560 x^{0.95}$	$A = 1401 x^{0.92}$
C13-C16			$A = 1023 x^{0.92}$	$A = 2850 x^{0.90}$
C17-C25			$A = 861 x^{0.92}$	$A = 2420 x^{0.90}$
C25+			$A = 544 x^{0.90}$	$A = 1604 x^{0.90}$

El área sombreada representa los casos en el cual las ecuaciones no aplican

x = tasa de fuga en lbs/s

A = Área en ft<sup>2</sup>

\*La temperatura de operación es al menos 27°C. por encima de la temperatura de auto ignición

**Tabla 3.16 Ecuaciones para consecuencias de fuga instantánea - Auto ignición probable<sup>[1]</sup>**

Fluido Representativo	Fase Final Gas		Fase Final Líquido	
	Daño a Instalaciones (ft <sup>2</sup> )	Fatalidades (ft <sup>2</sup> )	Daño a Instalaciones (ft <sup>2</sup> )	Fatalidades (ft <sup>2</sup> )
C1-C2	$A = 1079 x^{0.62}$	$A = 3100 x^{0.63}$		
C3-C4	$A = 523 x^{0.63}$	$A = 1768 x^{0.63}$		
C5	$A = 275 x^{0.61}$	$A = 959 x^{0.63}$		
C6-C8	$A = 76 x^{0.61}$	$A = 962 x^{0.63}$		
C9-C12	$A = 281 x^{0.61}$	$A = 988 x^{0.63}$	$A = 6.0 x^{0.53}$	$A = 20 x^{0.54}$
C13-C16			$A = 9.2 x^{0.88}$	$A = 26 x^{0.88}$
C17-C25			$A = 5.6 x^{0.91}$	$A = 16 x^{0.91}$
C25+			$A = 1.4 x^{0.99}$	$A = 4.1 x^{0.99}$

El área sombreada representa los casos en el cual las ecuaciones no aplican

x = masa disponible para la fuga

A = Área en ft<sup>2</sup>

\*La temperatura de operación es al menos 27°C. por encima de la temperatura de auto ignición

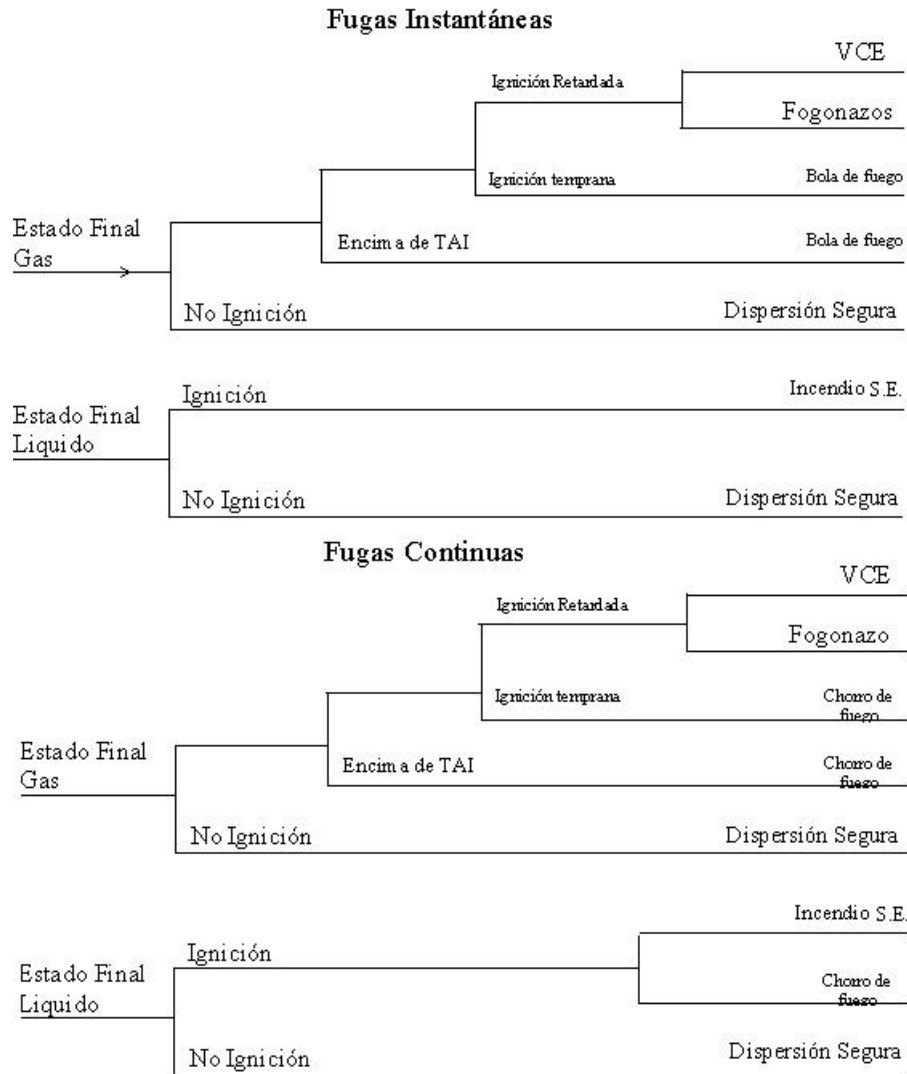
Las tablas 3.11, 3.12, 3.13 y 3.14 asociadas al procedimiento antes descrito se obtienen realizando los siguientes tres pasos.

*Paso Nro. 1. Predecir la probabilidad de distintos tipo de fuga.*

Cada tipo de fuga es el resultado de una serie de eventos. Un árbol de eventos, como se muestra en la Figura 3.7, fue usado para visualmente poder determinar que posibles eventos deben ocurrir para que ocurra determinado tipo de fuga.

Para un tipo de fuga, el factor que define el tipo de fuga de un fluido inflamable es la probabilidad y el tiempo de ignición. Las tres posibilidades establecidas en un árbol de eventos de fuga fueron la *no-ignición*, *ignición temprana* e *ignición retardada*.

Las probabilidades del árbol de eventos de fuga para los distintos tipo de fuga se presentan en las Tablas 3.17,3.18,3.19 y 3.20 de acuerdo al tipo de fuga y producto. Cada fila dentro de las tablas contiene la probabilidad de cada una de los eventos posibles. El árbol de eventos desarrollado por DNV Technical`s Standard Risk Analysis fue usado para desarrollar la probabilidad relativa a cada tipo de fuga.



**Figura 3.7** Arbol de Eventos de los distintos tipos de fuga.<sup>[1]</sup>

Las probabilidades de ignición están basadas en correlaciones previas desarrolladas por DNV Technica. En general, las probabilidades de ignición se determinan en función de los siguientes parámetros del fluido:

Temperatura de auto ignición

“Flash temperature”

Indice de inflamabilidad NFPA

Rango de inflamabilidad

**Tabla 3.17 Probabilidades de un evento específico – Fuga Continua Auto Ignición**  
**No Probable<sup>\*[1]</sup>**

**Estado Final Líquido – Proceso por debajo de la TAI**

Fluido	Posibles Eventos					
	Ignición	VCE	Bola de Fuego	Fogonazos	Chorro de Fuego	Incendio en S.E.
C1-C2						
C3-C4	0.1					
C5	0.1				0.02	0.08
C6-C8	0.1				0.02	0.08
C9-C12	0.05				0.01	0.04
C13-C16	0.05				0.01	0.04
C17-C25	0.02				0.005	0.015
C25 +	0.02				0.005	0.015

**Estado Final Gas - Proceso por debajo de la TAI**

Fluido	Posibles Eventos					
	Ignición	VCE	Bola de Fuego	Fogonazos	Chorro de Fuego	Incendio en S.E.
C1-C2	0.2	0.04		0.06	0.1	
C3-C4	0.1	0.03		0.02	0.05	
C5	0.1	0.03		0.02	0.05	
C6-C8	0.1	0.03		0.02	0.05	
C9-C12	0.05	0.01		0.02	0.02	
C13-C16						
C17-C25						
C25 +						

Nota: El área sombreada significa que el evento no es físicamente posible

\* No es probable si la temperatura del proceso es menor a la temperatura de auto ignición más 27°C.

**Tabla 3.18 Probabilidades de un evento específico – Fugas Instantáneas Auto Ignición****No Probable\*<sup>[1]</sup>****Estado Final Líquido – Proceso por debajo de la TAI**

Fluido	Posibles Eventos					
	Ignición	VCE	Bola de Fuego	Fogonazos	Chorro de Fuego	Incendio en S.E.
C1-C2						
C3-C4						
C5	0.1					0.1
C6-C8	0.1					0.1
C9-C12	0.05					0.05
C13-C16	0.05					0.05
C17-C25	0.02					0.02
C25 +	0.02					0.02

**Estado Final Gas - Proceso por debajo de la TAI**

Fluido	Posibles Eventos					
	Ignición	VCE	Bola de Fuego	Fogonazos	Chorro de Fuego	Incendio en S.E.
C1-C2	0.2	0.04	0.01	0.15		
C3-C4	0.1	0.02	0.01	0.07		
C5	0.1	0.02	0.01	0.07		
C6-C8	0.1	0.02	0.01	0.07		
C9-C12	0.04	0.01	0.005	0.025		
C13-C16						
C17-C25						
C25 +						

Nota: El área sombreada significa que el evento no es físicamente posible

\*No es probable si la temperatura del proceso es menor a la temperatura de auto ignición más 27°C..

**Tabla 3.19 Probabilidades de un evento específico – Fuga Continua Auto Ignición Probable\*<sup>[1]</sup>**

**Estado Final Liquido – Proceso por encima de la TAI**

Fluido	Posibles Eventos					
	Ignición	VCE	Bola de Fuego	Fogonazos	Chorro de Fuego	Incendio en S.E.
C1-C2						
C3-C4						
C5						
C6-C8	1				1	
C9-C12	1				1	
C13-C16	1				0.5	0.5
C17-C25	1				0.5	0.5
C25 +	1					1

**Estado Final Gas - Proceso por encima de la TAI**

Fluido	Posibles Eventos					
	Ignición	VCE	Bola de Fuego	Fogonazos	Chorro de Fuego	Incendio en S.E.
C1-C2	0.7				0.7	
C3-C4	0.7				0.7	
C5	0.7				0.7	
C6-C8	0.7				0.7	
C9-C12	0.7				0.7	
C13-C16						
C17-C25						
C25 +						

Nota: El área sombreada significa que el evento no es físicamente posible

\*El proceso debe estar al menos 27°C por encima de la TAI

**Tabla 3.20 Probabilidades de un evento específico – Fugas Instantáneas Auto Ignición Probable\*<sup>[1]</sup>**

**Estado Final Liquido – Proceso por encima de la TAI**

Fluido	Posibles Eventos					
	Ignición	VCE	Bola de Fuego	Fogonazos	Chorro de Fuego	Incendio en S.E.
C1-C2						
C3-C4						
C5						
C6-C8	1		1			
C9-C12	1		1			
C13-C16	1					1
C17-C25	1					1
C25 +	1					1

**Estado Final Gas - Proceso por encima de la TAI**

Fluido	Posibles Eventos					
	Ignición	VCE	Bola de Fuego	Fogonazos	Chorro de Fuego	Incendio en S.E.
C1-C2	0.7		0.7			
C3-C4	0.7		0.7			
C5	0.7		0.7			
C6-C8	0.7		0.7			
C9-C12	0.7		0.7			
C13-C16						
C17-C25						
C25 +						

Nota: El área sombreada significa que el evento no es físicamente posible

\* El proceso debe estar al menos 27°C. por encima de la TAI

*Paso Nro. 2. Calcular la consecuencia de cada tipo de fuga*

Para calcular las consecuencias de un evento en particular, es necesario definir primero los niveles de incertidumbre necesarios para causar determinada consecuencia. Esta incertidumbre está establecida como un criterio de impacto.



Para esta metodología se utilizaron dos criterios para determinar el tamaño del área afectada, daños a instalaciones y fatalidades personales

### ***Criterio de Impacto<sup>[1]</sup>***

#### **Daño a Instalaciones**

- Sobrepresión de la explosión de 34,48 kPa.
- Radiación térmica de 12000 BTU/hr-ft<sup>2</sup> (chorro de fuego e incendio en extensiones superficiales)
- Fogonazos – 25% del área dentro de los límites inferiores de inflamabilidad de la nube cuando comienza su ignición

#### **Fatalidades personales**

- Sobrepresión de la explosión – 34,48 kPa.
- Radiación térmica de 4000 BTU/hr-ft<sup>2</sup> (chorro de fuego, bola de fuego, incendio en extensiones superficiales)
- Fogonazos – los límites inferiores de inflamabilidad cuando comienza su ignición.

El juego de fluidos representativos fue corrido en el software PHAST para determinar las áreas de consecuencia. Las áreas de consecuencia se llevan a un plano cartesiano en el eje de las abscisas (y) contra la tasa de fuga o masa en el eje de las ordenadas (x), generando una gráfica de tendencia potencial de la siguiente forma:

$$A = ax^b \quad (\text{Ec. 3.22})$$

Donde :

A = Area de consecuencia

a,b = constantes dependientes del fluido

x = tasa de fuga o masa

La consecuencia de la fuga de fluidos inflamables es poco dependiente de la duración de la fuga, ya que muchos de estos productos alcanzan un estado estable en corto período de tiempo cuando se dispersan en la atmósfera. La única excepción a esta

generalización son los incendios de líquidos en superficies extensas (pool fires) ya que estas son resultado de una fuga continua de líquido.

*Paso Nro. 3. Combinar las consecuencias en una simple ecuación empírica probabilísticamente ponderada*

Una ecuación que representa el área de consecuencia de la combinación de todas las posibles fugas puede ser obtenida de cada uno de los tipos de fuga. El área de consecuencia combinada se determina en dos pasos:

1. Se multiplica el área de consecuencia (obtenida de la ecuación 3.22) por la probabilidad del evento en el árbol de eventos. Si el criterio de impacto utiliza solo una porción del área de consecuencia, esto se incluye en la ecuación.
2. Sumar todos los productos de consecuencia-probabilidad del paso Nro. 1.

La ecuación se presenta como sigue:

$$A_{comb} = \sum_{i=1}^n p_i A_i \quad (\text{Ec. 3.23})$$

Donde:

$A_{comb}$  = Área de la combinación de consecuencias

$p_i$  = Probabilidad específica de un evento

$A_i$  = Consecuencia individual de acuerdo al tipo de fuga.

Del procedimiento de cálculo del área de consecuencia, debido a la combinación de los diferentes tipos de fuga para los fluidos representativos, se derivan las ecuaciones presentadas en las Tablas 3.15, 3.16, 3.17 y 3.18.

### 3.3.8.1.1 Evaluación de los sistemas de detección y de aislamiento

El ajuste de las características de la fuga basados en los sistemas de aislamiento o mitigación está basado en criterios técnicos y a la experiencia práctica en la evaluación cuantitativa de los sistemas de mitigación, que a su vez están clasificados de acuerdo a su efectividad en la Tabla 3.21. Es importante destacar que este criterio se aplica solo para fugas continuas, ya que para fugas instantáneas la reducción de las consecuencias prácticamente no es posible.

Usando técnicas de análisis de los factores humanos, la clasificación de los sistemas de detección y aislamiento ha sido traducido en un tiempo estimado de duración de la fuga. La duración de la fuga presentada en la Tabla 3.22 es la suma de los siguientes tiempos.

1. Tiempo para detectar la fuga
2. Tiempo para analizar el incidente y decidir las acciones correctivas a tomar
3. Tiempo para completar las acciones correctivas

**Tabla 3.21 Clasificación de los sistemas de detección y aislamiento.<sup>[1]</sup>**

<b>Tipo de sistema de Detección</b>	<b>Clasificación</b>
Instrumentación específicamente diseñada para actuar en caso de detectar pérdida del producto o cambios en las condiciones de operación (presión o flujo) en el sistema	A
Medidores de presión y flujo que envían señales a una sala de control, en donde se toman las medidas en caso de existir una posible fuga.	B
Detección visual o por olfativa de la fuga	C
<b>Sistema de Aislamiento</b>	<b>Clasificación</b>
Sistemas de bloqueo automático accionados por instrumentación del proceso sin intervención del operador.	A
Sistema de bloqueo activado por los operadores desde una sala de control remoto	B
El bloqueo de la línea depende de sistemas que se operan manualmente.	C

Estos son los valores sugeridos para su uso en el análisis de consecuencias. Si el usuario tiene acceso a mejor información de los tiempos de respuesta de los operadores, este puede hacer uso de los mismos en lugar de los sugeridos.

**Tabla 3.22 Duración de la fuga basado en los sistemas de detección y aislamiento.<sup>[1]</sup>**

Clasificación del sistema de detección	Clasificación del sistema de aislamiento	Duración de la fuga			
		<i>Tamaño del agujero</i> ®	¼"	1"	4"
			(6.35mm)	(25.4 mm)	(101.6 mm)
A	A	20 min.	10 min.	5 min.	
A	B	30 min.	20 min.	10 min.	
A	C	40 min.	30 min.	20 min.	
B	A o B	40min.	30 min.	20 min.	
B	C	1 hora	30 min.	20 min.	
C	A,B o C	1 hora	40 min.	20 min.	

Los tiempos de duración de la fuga presentados en la tabla 3.22 se pueden utilizar para fugas continuas en tuberías aéreas y sumergidas. En tuberías enterradas los tiempos de detección de la fuga son mucho mayores debido la capa de tierra que cubre a la tubería. Para tuberías enterradas se hará uso de la tabla 3.23 sin tomar en cuenta los sistemas de detección y aislamiento.

**Tabla 3.23 Tiempo de detección para fugas bajo tierra**

Clase	Tamaño del agujero		
	¼"	1"	4"
Clase 1 3	72 días	12 horas	20 min.
Clase 3 4	30 horas	6 horas	10 min.

### 3.3.8.1.2 Efecto de las medidas de Mitigación

Se modifica el área de acción de las consecuencias tanto tóxicas como inflamables (fatalidades) cuando se aplican las medidas de mitigación de la fuga. Los ajustes se

presentan en la tabla 3.24 y se expresan como un porcentaje de la reducción del área de consecuencia.

Se tomaran cuneta las siguientes acciones:

- A. *Evacuación*. El personal encargado de dar la respuesta a la emergencia debe ser capaz de evacuar a las personas que se encuentran en el área de la fuga. Para poder realizarlo, se debe contar con un entrenamiento de emergencias en tuberías. Esto incluye tener conocimiento de los mapas de la tubería, conocimiento sobre el producto transportado, equipos de comunicación y equipo apropiado para entrar al área de la fuga (aparatos de respiración, ropa especial protectora, etc.)
- B. *Bloqueo*. Otra acción de mitigación es limitar las posibles fuentes de ignición. Prohibir el acceso de vehículos a la zona de peligro previene la consecuencia inflamable (fatalidades) como la exposición de personas a productos tóxicos.
- C. *Contención*. especialmente en el caso de restringir el movimiento de fluidos peligrosos en el medio, una rápida contención del producto reduce significativamente la consecuencia de la falla
- D. *Ninguna*. No se tiene previsto ninguna otra acción de mitigación en caso de falla de la tubería

**Tabla 3.24 Ajuste de las consecuencias por las acciones de mitigación.**

<b>Acción de Mitigación</b>	<b>Ajuste de la consecuencia</b>
Evacuación	Reduce el área de consecuencia 20%
Bloqueo	Reduce el área de consecuencia 10%
Contención	Reduce el área de consecuencia 15%
Ninguna	Reduce el área de consecuencia 0%

### 3.3.8.2 Consecuencias Tóxicas

Los fluidos tóxicos son similares a los inflamables en el sentido que no todas las fugas resultan en un específico tipo de efecto. Existen sustancias tóxicas que se mezclan

con los productos que transportan las tuberías de línea. El más común es el sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), que al mezclarse con los hidrocarburos representan un peligro tóxico e inflamable

En este procedimiento solo tomaremos en cuenta el  $H_2S$  para evaluar el riesgo asociado con sustancias tóxicas.

En líneas generales no es necesario evaluar una fuga tóxica si la concentración de  $H_2S$  en la línea es menor al valor de IDLH (Immediately Dangerous to Life or Health). Para este gas que es de 300 ppm.

Debido a su bajo punto ebullición, el  $H_2S$  se encuentra generalmente en fase gaseosa, una fuga de fluido con alto contenido de  $H_2S$  representa la rápida formación de una nube tóxica de vapor. Para evaluar el efecto tóxico nos basamos en estas premisas:

- Si el fluido representativo contiene  $H_2S$  como componente, se obtiene la fracción en masa de  $H_2S$ .
- Para fugas continuas, la tasa de descarga debe ser calculada tal y como se hizo en el caso de las consecuencias inflamables. Utilizando un método simplificado para calcular la tasa de fuga de las mezclas, se multiplica tasa de fuga (o masa) por la fracción en masa del  $H_2S$ .

#### **3.3.8.2.1 Criterio de Impacto Tóxico**

El impacto tóxico es función de dos parámetros: El tiempo de exposición y la concentración. Estos dos componentes se combinan para dar como resultado una exposición que se establece como la dosis tóxica.

El grado de daño debido a la fuga de un producto tóxico está directamente relacionado con la dosis tóxica. Relaciona la dosis con el daño a través de una ecuación probit. Para la exposición de vapores tóxicos, el probit es representado como sigue:

$$Pr = A + B \ln( C^N t) \quad (\text{Ec. 3.25})$$

Donde :

Pr= La medida del porcentaje de la población que sufre cierto nivel de daño.

C= Concentración [ppm]

t= tiempo de exposición (minutos)

A,B,N= constantes matemáticas (cada tóxico tiene sus propias constantes)

Debido a que el tiempo de exposición de la población depende de muchos parámetros, se utiliza una probabilidad de fatalidad que se pre-establece en un 50 % (correspondiente a un valor probit de 5).

### 3.3.8.2.2 Estimación de consecuencias

El programa PHAST fue usado utilizando un rango de tasas de fuga y duración de la fuga para obtener las gráficas de áreas consecuencias tóxicas. Se tomaron tiempos de 180 (fugas instantáneas), 300, 600, 1200, 2400 y 3600 segundos para distintas tasas de fuga.

#### Area de consecuencia

La nube de vapor que teóricamente se formará si la fuga es continua tendrá la forma de una elipse; de aquí, el área que la nube cubre es, conservadoramente asumida, como una elipse y es calculada usando la fórmula de área para una elipse:

$$A=\pi.a.b \quad (\text{Ec. 3.26})$$

Donde:

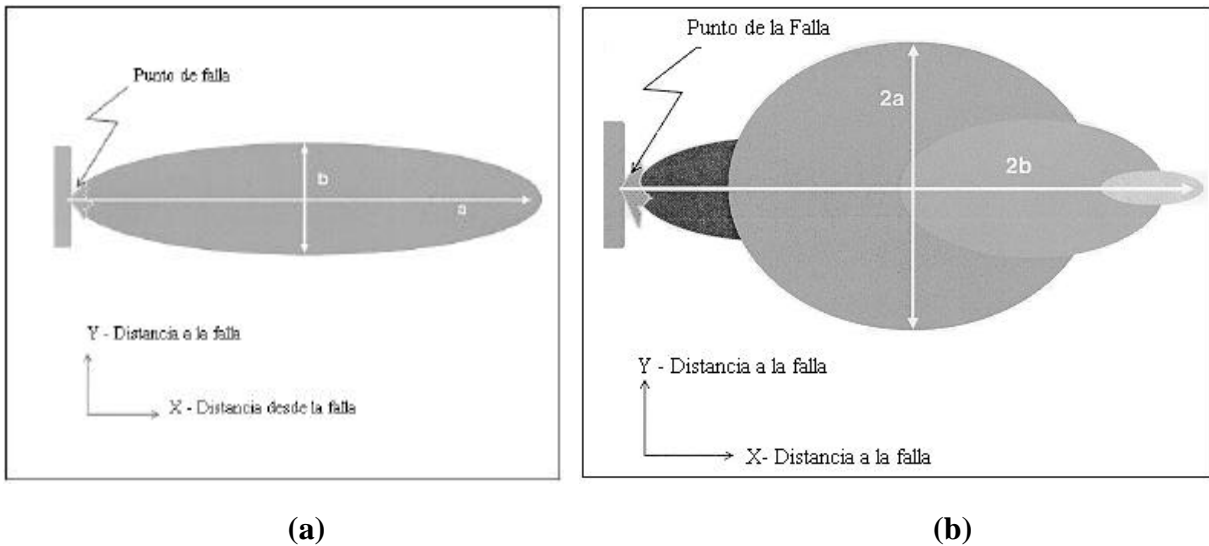
a= radio menor

b= radio mayor

El área de consecuencia como resultado de fugas continuas de productos tóxicos se presenta en la figura 3.8 (a).

El tiempo de duración de la fuga que se calcula se compara con los pre-establecidos para correr el software PHAST, y se toma la ecuación correspondiente al tiempo inmediatamente superior. El tiempo máximo esperado para una fuga de tóxico es de una (1) hora.

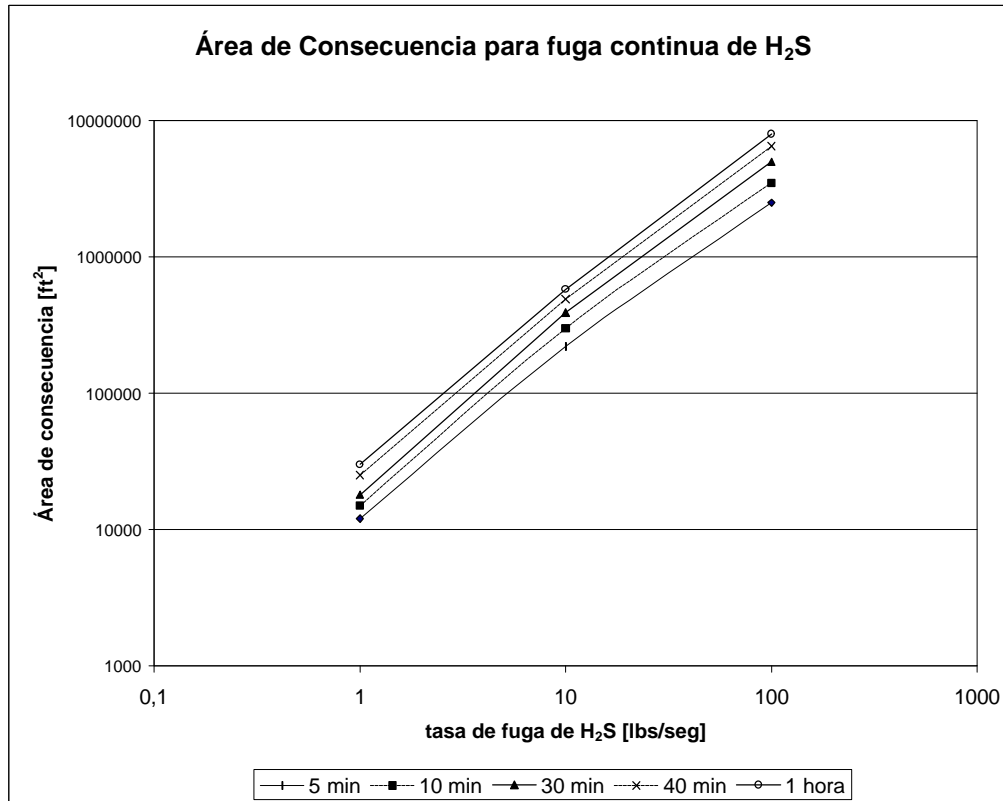
Para fugas instantáneas, la dispersión de la nube en el tiempo se puede observar en la figura 3.8 (b). El área que se ve afectada es conservativamente asumida como una elipse, excepto la distancia  $x$ , “ $a$ ” es la mitad del máximo ancho que alcanza la elipse en el modelo de dispersión. Los resultados del área de consecuencia se muestran en los gráficos 3.1 y 3.2 en función de la tase de fuga para fluidos tóxicos.



**Figura 3.8 Vista superior de la fuga de un producto tóxico.**

**(a) fuga continua;(b) fuga instantánea**





**Gráfico 3.1 Área de consecuencia para fuga continua de H<sub>2</sub>S<sup>[1]</sup>**

Del gráfico 3.1 podemos obtener las líneas de tendencia para cada uno de los tiempos, los cuales se presentan en la Tabla 3.25.

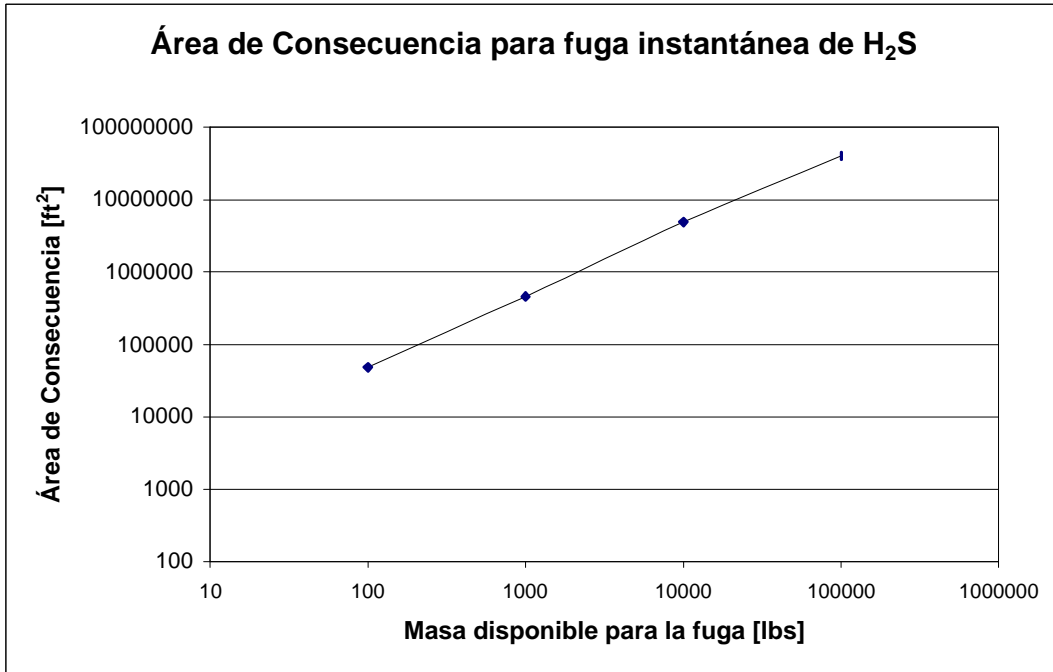
**Tabla 3.25 Ecuaciones representativas del Área de consecuencia debido a la fuga continua de H<sub>2</sub>S.**

Tiempo	Tendencia
5 min.	$A=12996x^{1,1594}$
10 min.	$A=16410x^{1,184}$
30 min.	$A=19645x^{1,2218}$
40 min.	$A=26681x^{1,2075}$
1 hora	$A=31737x^{1,213}$

Donde:

A= Área de Consecuencia[ft<sup>2</sup>]

x= tasa de fuga [lbs/seg]



**Gráfico 3.2 Área de consecuencia para fuga instantánea de H<sub>2</sub>S<sup>[1]</sup>**

Del gráfico 3.2 podemos obtener la línea de tendencia para estimar el área de consecuencia para fuga instantánea de H<sub>2</sub>S. Esta es como sigue:

$$A = 540,26 x^{0.979} \quad (\text{Ec. 3.27})$$

Donde:

A = Área de consecuencia [ft<sup>2</sup>]

x = La masa disponible para la fuga [lbs].

### 3.3.8.3 Consecuencias Financieras

Otra de las consecuencias importantes asociada a la falla de una tubería es el costo de la interrupción del servicio. Como la interrupción del servicio puede ser originada por una fuga en la línea, una contaminación del producto transportado o a la pérdida de presión no asociada una fuga; para este análisis de consecuencias sólo se tomará en cuenta el caso en que se presenta la interrupción del servicio debido una fuga en la línea.

Para muchos usuarios del servicio, la interrupción puede implicar grandes pérdidas económicas si esta ocurre aunque sea por solo un instante, un ejemplo de esto son las plantas de generación de electricidad que queman gas natural. La interrupción de servicio puede causar serios problemas en situaciones críticas como lo es el suministro a hospitales, escuelas, centros de investigación, etc. .

Mucho de los consumidores sólo sufren pérdidas si la interrupción es por largos períodos de tiempo, quizás por tener a la disposición otras fuentes de energía disponibles para cortos períodos de tiempo, después del cual las consecuencias si son más severas.

Además de la pérdida de campo en el mercado y la pérdida de confiabilidad para los proyectos futuros que involucren tuberías, los costos asociados a la interrupción del servicio debido a un evento de fuga se pueden resumir como:

- Costo por ventas diarias.
- Costo de reemplazo de la tubería.
- Acciones legales contra el operador de la línea.
- Pérdidas de contratos para el suministro del producto.
- Ventas derramadas.

Los costos de interrupción del servicio se dividen en dos partes, *costos directos* y *costos indirectos*. En donde los directos están asociados con la las pérdidas por no vender el producto y reemplazo de la tubería. Los indirectos se asocian a las acciones legales y compensaciones a clientes y suplidores.

La consecuencia financiera se calcula a partir de la suma de los siguientes:

### **3.3.8.3.1 Costos Directos**

*Costo de reemplazo de la tubería:* Representa cuanto cuesta reemplazar la longitud afectada por la falla. La longitud total afectada se calcula de acuerdo al área de consecuencia inflamable de daño a instalaciones asumiendo que esta es el área de una circunferencia. Calculamos el diámetro de esta y obtenemos así la posible longitud de tubería afectada por la fuga. Esta longitud se multiplica por el costo específico de reemplazo y se obtiene el costo.

El costo específico de reemplazo se expresa en dólares por metro lineal de tubería y debe incluir tanto el costo de la tubería como el costo de remoción de la tubería dañada y costo de instalación.

*Costos Ventas Diarias:* Este costo representa cuanto pierde el operador por no vender su producto. Esto se obtiene de la multiplicación del tiempo promedio para reparar la falla, el caudal que maneja la línea y el costo del producto.

*Costos Ventas Derramadas:* Este costo representa el costo total del producto derramado al medio ambiente. Se obtiene de multiplicar el costo del producto por el volumen total que se fuga.

### **3.3.8.3.2 Costos Indirectos**

*Costo Incumplimiento de contrato:* Estipulan compensaciones por pérdidas ocasionadas al cliente o por incumplimiento de contrato de suministro. Se obtiene del tiempo promedio para reparar por el costo diario por incumplimiento de contrato.

*Interrupción del suplidor:* Así mismo como se asume un contrato con el cliente se puede establecer un contrato de suministro de producto. Al ocurrir la falla el suplidor se ve

obligado a retener su producto y esto le ocasiona pérdidas, las cuales pueden ser asumidas por el operador de la línea responsable de la falla. Se obtiene de multiplicar el tiempo promedio para reparar por el costo de interrupción del suplidor en dólares por día.

*Costo por soportes legales:* Pueden surgir acciones legales contra el operador de la línea por daños causados a clientes, suplidores o terceras personas. Para esto se deben pagar honorarios por soporte legal. Este costo se obtiene a partir del costo diario de honorarios por los días que pueden durar estas acciones (estos datos son suministrados por el operador de la línea).

### **3.3.8.3.3 Consecuencias Ambientales**

Las consecuencias ambientales se expresan como costo, por esto las consecuencias deben ser calculadas separadamente y luego sumadas a los costos directos e indirectos de la falla, obteniendo así la consecuencia financiera. Para estimar los costos de limpieza se requiere primero conocer si el fluido involucrado en la fuga es líquido o gaseoso, ya que si es gaseoso prácticamente no tiene mayor impacto en cuanto a limpieza se refiere. Así mismo si es probable la ignición del producto derramado no se realizarán los cálculos de costo de limpieza ya que probablemente este se quemara y la consecuencia será inflamable.

Si la fuga es instantánea o continua es otro parámetro importante para el cálculo de costo de limpieza ya que si la fuga es instantánea se asume que todo el inventario disponible para la fuga será el que habrá que remover. En cambio si la fuga es continua, el volumen a ser removido dependerá de la tasa de fuga y el tiempo estimado para la detección de la misma (este volumen puede ser mayor que el inventario dependiendo de la eficiencia de los sistemas de detección y aislamiento).

Es importante considerar el lugar en donde tuvo lugar la fuga ya que no es lo mismo una tubería sumergida, enterrada o en la superficie. Si la tubería es enterrada, esto ayuda en cierta forma a contener parte de la fuga ya que la tierra que se encuentra al rededor actúa como barrera, cuya efectividad depende de la permeabilidad del tipo de suelo. De hecho se

considera que una fuga instantánea se modela como continua cuando la tubería se encuentra enterrada. También se puede decir que los tiempos de detección de la fuga varía cuando la tubería se encuentra enterrada, ya que los cambios en las variables (presión y flujo) no son tan notorios.

El volumen total fugado al ambiente, en caso de tuberías enterradas, se obtiene de multiplicar la tasa de fuga presentada en la tabla 3.25 por el tiempo de duración de la fuga de acuerdo a las tablas 3.22 y 3.26.

**Tabla 3.26 Tasa de fuga en el suelo (gal/día) para fuga bajo tierra para el análisis de consecuencias.<sup>[1]</sup>**

Tipo de Suelo	Tasa de fuga(lb/s)		
	C1-C12	C13-C16	C17- C25+
Arcilloso	0,006	0,003	0,0002
Fangoso	0,08	0,03	0,01
Arenoso	1	0,5	0,02
Tierra Común	5	2	0,2

Finalmente el *Costo de Saneamiento* se obtiene a partir del costo específico de saneamiento (dato suministrado por el operador de la línea de acuerdo al sitio donde puede tener lugar la fuga) el cual representa cuanto cuesta limpiar un metro cúbico de producto derramado. Este valor se multiplica por el volumen total de producto que se fuga y así obtener el costo de saneamiento.

La suma de los costos directos, costos indirectos y los costos ambientales o de saneamiento representan las consecuencias financiera.

### 3.3.9 Categorías de Consecuencias

Para establecer estas 5 categorías de consecuencias se le asigna una densidad de población a cada clase de localidad por donde pasa la línea en su recorrido. Esta densidad

poblacional se establece en la norma PDVSA IR-S-15<sup>(24)</sup> y se asigna a cada clase de localidad según la tabla 3.27

**Tabla 3.27 Densidad poblacional según Clase de Localidad.**

<b>Clase de Localidad</b>	<b>Densidad Poblacional</b>
Clase 1	20 personas/ milla <sup>2</sup>
Clase 2	100 personas/ milla <sup>2</sup>
Clase 3	3000 personas/ milla <sup>2</sup>
Clase 4	10000 personas/ milla <sup>2</sup>

Con esta densidad poblacional y el área de consecuencia inflamable o tóxica (dependiendo de cual sea mayor) podemos calcular el número de personas que pueden ser afectadas por la falla y así establecer las categorías según la norma PDVSA IR-S-02<sup>(5)</sup> pero con mayor amplitud. Las categorías de consecuencias se muestran en la tabla 3.28.

**Tabla 3.28 Categorías de Consecuencias (fatalidades).**

<b>Fatalidades</b>	<b>Categoría</b>
Entre 0 y 1 fatalidad	A
Entre 2 y 10	B
Entre 11 y 24	C
Entre 25 y 49	D
Más de 50	E

La norma PDVSA IR-S-02<sup>(5)</sup> establece tres categorías de consecuencias financiera. Tomando en cuenta esto, también se puede desarrollar una matriz de riesgo estableciendo las categorías de consecuencia según la tabla 3.29.

**Tabla 3.29 Categorías de Consecuencias (Perdidas financieras)**

<b>Daños materiales</b>	<b>Categoría de consecuencias</b>
Hasta 100 MMUS\$	A
Entre 100 y 200 MMUS\$	B
Entre 200 y 300 MMUS\$	C
Entre 300 y 5000 MMUS\$	D
Mayor a 500 MMUS\$	E

Si embargo estos niveles se sensibilizan de acuerdo a la instalación que se está evaluando, es decir, las escalas que definen las categorías cambian de acuerdo al sistema que se está evaluando.

### **3.4 Riesgo**

Finalmente se establece el nivel de riesgo para la tubería de acuerdo al desarrollo del Índice de Probabilidad de Falla y el análisis de consecuencias según las categorías que se establecen en las secciones 3.2.5 y 3.3.9. Los niveles de riesgo que se obtienen son 4: Alto, Medio Alto, Medio y Bajo, y los podemos representar gráficamente realizando una matriz de riesgo tal como se explico en la sección 3.1.3.

Se pueden obtener dos matrices de riesgo distintas. La diferencia depende del tipo de consecuencia, que bien pueden ser fatalidades o pérdidas monetarias.





## CAPITULO IV

### RESULTADOS

#### 4.1 Software IBRTL2000

Como resultado de la recolección de información por medio de consulta bibliográfica y a personal de tuberías de línea se desarrollo una herramienta para establecer las prioridades de inspección en tuberías de línea. Ésta herramienta se presenta como un libro de Excel® llamado IBRTL2000 y consta de 7 hojas en las cuales se desarrollan cada uno de los siguientes puntos:

- *Base de Datos*
- *Daños por Terceros (DT)*
- *Corrosión (C)*
- *Diseño (D)*
- *Operaciones Incorrectas (OI)*
- *Consecuencias*
- *Riesgo*

##### 4.1.1 Base de Datos

En la hoja Base de Datos se recolectan los datos operacionales de la línea para realizar el calculo de consecuencias y determinación del Índice de probabilidad de Falla. Estos datos son: temperatura de operación, presión de operación, caudal promedio de operación, diámetro de la tubería, espesor de pared, longitud de la línea, máxima presión permisible de operación, contenido de H<sub>2</sub>S, máxima presión aguas arriba de la tubería y la ponderación de cada uno de los subíndices de probabilidad de falla. Además de esto se selecciona el tipo de tubería entre enterrada, aérea y sumergida para evaluar solo los factores necesarios acorde al tipo. Al culminar la introducción de todos estos datos seleccionamos la hoja de Daños por Terceros para continuar con la evaluación. La presentación de la hoja “Base de Datos” se puede observar en la figura 4.1

**Figura 4.1 Hoja “Base de Datos”**

#### 4.1.2 Daños por Terceros

En la hoja “Daños por Terceros” el usuario evalúa la probabilidad de falla debido a este mecanismo como se plantea en el capítulo III, sección 3.2.1. Al final de la hoja se presenta el resultado de la evaluación del subíndice sobre la base de 100 puntos. Luego de la evaluación del subíndice de daños por terceros seleccionamos la hoja de “Corrosión”. La hoja “Daños por Terceros” se presenta como en la figura 4.2.

**Figura 4.2 Hoja “Daños por Terceros”**

### 4.1.3 Corrosión

En esta hoja se realiza la evaluación de acuerdo a como se explica en el Capítulo III, sección 3.2.2. La puntuación de cada factor es reflejada así como la puntuación total del subíndice sobre la base de 100 puntos. Los datos necesarios para la evaluación, y que han sido introducidos anteriormente, también se muestran con el fin de que el usuario tenga clara idea de los parámetros utilizados para la evaluación. Parte de la presentación de esta hoja se observa en la figura 4.3.

**Figura 4.3 Hoja “Corrosión”**

### 4.1.4 Diseño

Esta hoja se evalúa las condiciones actuales de diseño según la sección 3.2.3 en el capítulo III , y al igual que en la hoja de corrosión se presenta la puntuación de cada factor del subíndice y la puntuación total sobre la base de 100 puntos. Parte de esta hoja se puede observar en la figura 4.4.

<b>Diseño (D)</b>		
<b>GOLPE DE ARIETE</b> ¿Es posible la ocurrencia de Golpe de Ariete? <input checked="" type="radio"/> Sí <input type="radio"/> No ¿Existen procedimientos escritos de prevención? <input checked="" type="radio"/> Sí <input type="radio"/> No ¿Son usados estos procedimientos? <input checked="" type="radio"/> Sí <input type="radio"/> No ¿Son revisados y actualizados? <input type="radio"/> Sí <input checked="" type="radio"/> No ¿Existen válvulas de alivio? <input checked="" type="radio"/> Sí <input type="radio"/> No ¿Existe mantenimiento periódico de estas válvulas? <input type="radio"/> Sí <input checked="" type="radio"/> No		<b>FACTOR DE SEGURIDAD</b> <b>Espesor: 12.7 mm. Mate</b> <b>P operación: 1200 Psig.</b> <b>Diámetro: 4 Pulg.</b> Rating del componente más débil: 1800
<b>RAYECTORIA</b> ¿Hay fallas que se encuentran en la trayectoria de la línea? <input type="checkbox"/> Fallas sísmicas <input type="checkbox"/> Zonas susceptibles a incendios forestales <input type="checkbox"/> Zona de derrumbes o afloramiento en lecho de ríos <input type="checkbox"/> Socavaciones <input type="checkbox"/> Zonas de suspensión de la tubería <input type="checkbox"/> Acumulación de líquidos	<b>FATIGA</b> ¿La tubería se encuentra sometida a esfuerzos cíclicos? <input checked="" type="radio"/> Sí <input type="radio"/> No ¿Se mide la magnitud de estos esfuerzos y el número de ciclos? <input type="radio"/> Sí <input checked="" type="radio"/> No Esfuerzos cíclicos: <input type="text"/> Psi Número de Ciclos por cada 4 años: <input type="text"/>	<b>FLEXIBILIDAD</b> ¿Fue la tubería sometida de flexibilidad? <input type="radio"/> Sí <input checked="" type="radio"/> No  <b>D = 54</b> <b>Ponderación: 25</b>
Base de Datos / Daños por Terceros / Corrosión / <b>Diseño</b> / Operaciones Incorrectas / Consecuencias		

**Figura 4.4 Hoja “Diseño”**

#### 4.1.5 Operaciones Incorrectas

En esta hoja se evalúan las condiciones de operación de la línea de acuerdo a la sección 3.2.4 del capítulo III. Se presenta la puntuación de cada factor, la puntuación de acuerdo a las operaciones incorrectas durante el diseño, mantenimiento, construcción y operaciones diarias en la línea. Toda la puntuación que se muestra es sobre la base de 100 puntos. La presentación de esta hoja se puede observar en la figura 4.5.

#### 4.1.6 Consecuencias

En esta hoja se selecciona el fluido representativo que transporta la tubería, el tipo de terreno (para tuberías enterradas), el tipo de sistema de detección y aislamiento, las acciones de mitigación que se practican y los datos necesarios para el cálculo aproximado de los costos originados por una falla en el sistema evaluado. Entre estos datos encontramos: costo de saneamiento, costo de reemplazo de la tubería, tiempo promedio para reparar una falla, costo del producto, pagos por incumplimiento de contrato, costo de interrupción del suplidor y días que pueden durar los trámites legales por acciones que se puedan tomar en contra del operador de la línea.

El resultado del análisis de consecuencia se presenta en esta hoja para los distintos tamaños de agujero. Se reporta si es probable la ignición del fluido, el tipo de fuga, las consecuencias financieras y las áreas de consecuencia inflamable y tóxicas. Estos resultados se muestran como en la figura 4.6.

**Operaciones Incorrectas (OI)**

Paso a Paso (trayectoria)  
 Aérea (trayectoria)  
 Frecuencia de Inspección Aérea: Mensual o menor 0.50 Pts

---

**ENGANCHES**  
 ¿Se han realizado enganches a la línea?  Sí  No  
 ¿Se cumplió con los lineamientos de Gerencia de Seguridad de los Procesos GPS?  Sí  No  
3 Pts

**MATERIALES Y ACCESORIOS**  
 ¿Han cambiado las condiciones originales de operación?  Sí  No  
 ¿Soportan los materiales y accesorios las condiciones actuales de operación de operación?  Sí  No  
3 Pts

---

Diseño 5   
 Mantenimiento 14   
 Construcción 8   
 Operaciones 20

Ponderación: 25 %    **OI = 47 Pts**    Reset

Base de Datos / Daños por Terceros / Corrosión / Diseño / **OperacionesIncorrectas** / Consecuencias

**Figura 4.5 Hoja “Operaciones Incorrectas”**

**Consecuencias**

Flujo: Multifásico    Población: Clase 2  
 Producto Manejado: C1-C2 Agua

Tamaño del Agujero	1/4"	1"	4"	Rotura
Auto Ignición del fluido después de la fuga	No probable			
Tipo de Fuga	Continua	Continua	Instantánea	Instantánea
Area de Consecuencias - Daño a Instalaciones [m <sup>2</sup> ]	3	71	17415	17415
Area de Consecuencias - Fatalidades [m <sup>2</sup> ]	7	171	33556	33556
Area de Consecuencias Tóxica [m <sup>2</sup> ]	0	0	0	0
Costo de la Falla [\$]	\$810,224	\$805,789	\$1,610,561	\$1,610,561

Daños por Terceros / Corrosión / Diseño / OperacionesIncorrectas / **Consecuencias** / Riesgo

**Figura 4.6 Hoja “Consecuencias”**

#### 4.1.7 Riesgo

En esta hoja se presentan los resultados de la evaluación de riesgo. Se muestra una lista de las tuberías evaluadas (figura 4.7) y se reportan la puntuación de cada uno de los subíndices, el Índice de Probabilidad de Falla, las áreas de consecuencia, el impacto en la producción tanto financiero como en volumen de producto, el tipo de población, el posible número de personas afectadas y finalmente las categorías de la probabilidad de falla y consecuencias. De acuerdo a estos resultados se realiza la jerarquización de las tuberías basados en el riesgo para programar las actividades de inspección.

Los resultados también se presentan en una matriz de riesgo de 5x5 tal como se explicó en la sección 3.1.3. En donde la probabilidad de falla y las consecuencias se dividen en 5 categorías cada una.

En esta hoja también se muestra una matriz de 5x5 para visualizar rápidamente el número de secciones o líneas según el nivel de riesgo.

Sección	DT (25)%	C (25)%	OI (25)%	D (25)%	IPF	Area de Cc	
						Fatalidades	Daño a In
1	15	19	47	54	34	294	124
Carito-Coa	43	42	28	37	38	20655	10720
Carito-Coa	43	33	28	39	36	28441	14760
Carito-muscar	37	32	29	56	38	9675	5021
COAp-Muscar	44	47	26	53	43	28528	14805
COAp-Muscar	43	24	25	47	34	53550	27792
COAe-Muscar	41	42	20	67	42	44040	22856
COAp-Muscar	41	41	20	62	41	44040	22856
COT-COA	44	29	27	56	39	36498	18942
COT*-COA*-muscar*	43	31	21	63	39	123969	64338
COT-Muscar	44	41	25	71	45	79612	41318
COT-Muscar	44	35	23	72	43	123969	64338
COT-COA	41	21	26	25	28	54809	28445
Aguasay-san joaquin	46	39	20	66	43	189071	98126
Aguasay-Soto	42	39	21	61	41	216276	112245
Ext.Sta.Barbara-Aguasay	42	40	23	55	40	134273	69686
Ext.Sta.Barbara-Aguasay	42	34	23	60	40	207667	107777
Muscar-Ext.Sta.Barbara	42	23	23	57	36	64316	33379
Muscar-Ext.Sta.Barbara	42	25	23	61	37	99471	51624
Muscar-Soto	45	27	23	69	41	248089	128755

Figura 4.7 Hoja “Riesgo”

## 4.2 Ejemplo de Evaluación utilizando IBRTL2000

En la tabla 4.1 se observa una red de tuberías que consta de 19 gasoductos que pasan por distintas condiciones durante su recorrido. De manera de evaluar los resultados que puede arrojar esta herramienta se realizó una prueba piloto a estos 19 gasoductos ubicados en el norte de Monagas.

**Tabla 4.1 Características principales de los gasoductos evaluados**

<i>Gasoducto</i>	<i>P</i> ( <i>psi</i> )	<i>Diámetro</i> ( <i>pulg</i> )	<i>Longitud</i> ( <i>Km</i> )	<i>Años de</i> <i>Servicio</i>	<i>Caudal</i> ( <i>PC/día</i> )	<i>To</i> ( <i>°F</i> )	<i>MAOP</i> ( <i>psi</i> )	<i>t<sub>min</sub></i> ( <i>mm</i> )	<i>C<sub>agua</sub></i> ( <i>%</i> )
<i>Carito-Coa</i>	450	16	8	6	1.20E+08	167	550	7.9	5.0
<i>Carito-Coa</i>	60	20	8	6	2.50E+07	129	90	7.7	5.8
<i>Carito-muscar</i>	1200	20	1.6	1	1.20E+08	187	1300	8.2	1.6
<i>COAp-Muscar</i>	450	16	9	10	8.50E+07	150	550	9.53	1.4
<i>COAp-Muscar</i>	60	26	9	10	4.50E+07	135	80	12.7	4.8
<i>COAe-Muscar</i>	1200	26	9	6	2.67E+08	150	1350	12.7	0.8
<i>COAp-Muscar</i>	1200	26	9	10	4.00E+08	170	1350	12.7	0.8
<i>COT-COA</i>	450	16	13	10	4.50E+07	143	550	12.1	1.9
<i>COT*-COA*-musacar*</i>	1200	36	22	1	2.30E+08	145	1350	11.03	1.6
<i>COT-Muscar</i>	1200	26	22	11	1.40E+08	155	1350	11.33	1.6
<i>COT-Muscar</i>	1200	36	22	6	1.10E+09	145	1842	12.03	1.6
<i>COT-COA</i>	60	26	13	10	4.00E+07	143	80	8.74	4.8
<i>Aguasay-san Joaquín</i>	1200	26	80	13	2.90E+08	120	1300	11.33	1.9
<i>Aguasay-Soto</i>	1200	36	51	12	8.60E+08	135	1350	12.4	1.9
<i>Ext.Sta.Barbara-Aguasay</i>	1200	26	48	13	2.90E+08	120	1300	11.33	1.9
<i>Ext.Sta.Barbara-Aguasay</i>	1200	36	48	12	8.60E+08	120	1350	12.3	1.9
<i>Muscar-Ext.Sta.Barbara</i>	1200	26	16	13	2.90E+08	120	1300	12.7	1.9
<i>Muscar-Ext.Sta.Barbara</i>	1200	36	16	12	8.60E+08	105	1350	12.7	1.9
<i>Muscar-Soto</i>	1200	26	120	6	2.90E+08	145	1300	12	1.9

### 4.2.1 Resultados de la evaluación

Los resultados del Índice de Probabilidad de Falla y cada uno de los subíndices para cada gasoducto se indican en la Tabla 4.2.

En la Tabla 4.3 se presentan los resultados de las consecuencias para cada gasoducto, en donde se presentan las áreas de consecuencias, el impacto financiero y las posibles personas afectadas por la falla.



En la figura 4.8 se muestra la matriz de riesgo resultante, en donde podemos observar 1 gasoducto con riesgo Medio Alto(5%), 4 con riesgo Medio (21%) y 14 con riesgo bajo(74%)

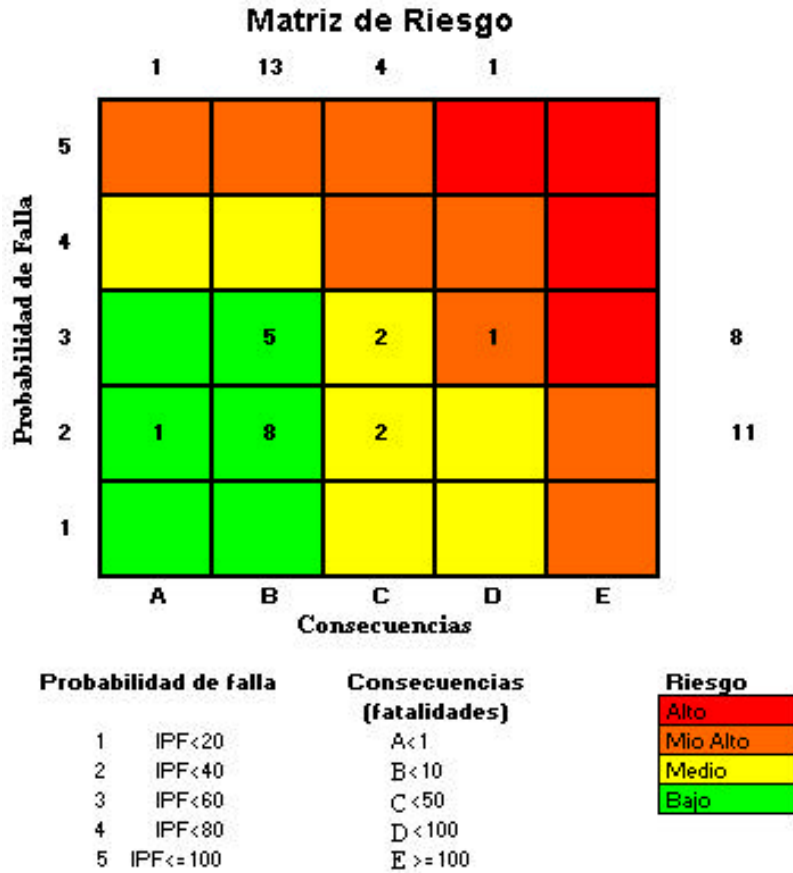
**Tabla 4.2 Resultado de los gasoductos evaluados(probabilidad de falla)**

Gasoducto	<i>DT</i>	<i>C</i>	<i>OI</i>	<i>D</i>	IPF	Categoría de Probabilidad de Falla
	(25%)	(25%)	(25%)	(25%)		
<i>Carito-Coa</i>	43	42	28	37	38	2
<i>Carito-Coa</i>	43	33	28	39	36	2
<i>Carito-muscar</i>	37	32	29	56	38	2
<b><i>COAp-Muscar</i></b>	<b>44</b>	<b>47</b>	<b>26</b>	<b>53</b>	<b>43</b>	<b>3</b>
<i>COAp-Muscar</i>	43	24	25	47	34	2
<b><i>COAe-Muscar</i></b>	<b>41</b>	<b>42</b>	<b>20</b>	<b>67</b>	<b>42</b>	<b>3</b>
<b><i>COAp-Muscar</i></b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>20</b>	<b>62</b>	<b>41</b>	<b>3</b>
<i>COT-COA</i>	44	29	27	56	39	2
<i>COT*-COA*-musacar*</i>	43	31	21	63	39	2
<b><i>COT-Muscar</i></b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>25</b>	<b>71</b>	<b>45</b>	<b>3</b>
<b><i>COT-Muscar</i></b>	<b>44</b>	<b>35</b>	<b>23</b>	<b>72</b>	<b>43</b>	<b>3</b>
<i>COT-COA</i>	41	21	26	25	28	2
<b><i>Aguasay-san joaquin</i></b>	<b>46</b>	<b>39</b>	<b>20</b>	<b>66</b>	<b>43</b>	<b>3</b>
<b><i>Aguasay-Soto</i></b>	<b>42</b>	<b>39</b>	<b>21</b>	<b>61</b>	<b>41</b>	<b>3</b>
<i>Ext.Sta.Barbara-Aguasay</i>	42	40	23	55	40	2
<i>Ext.Sta.Barbara-Aguasay</i>	42	34	23	60	40	2
<i>Muscar-Ext.Sta.Barbara</i>	42	23	23	57	36	2
<i>Muscar-Ext.Sta.Barbara</i>	42	25	23	61	37	2
<b><i>Muscar-Soto</i></b>	<b>45</b>	<b>27</b>	<b>23</b>	<b>69</b>	<b>41</b>	<b>3</b>

**Tabla 4.3 Resultados de los gasoductos evaluados (consecuencias)**

<i>Gasoducto</i>	<i>Area de Consecuencia (m<sup>2</sup>)</i>			<i>Financiero (US\$)</i>	<i>Fatalidades (No.De Personas)</i>	<i>Categoría de Consecuencias</i>
	<i>Fatalidades</i>	<i>Daño a Ins.</i>	<i>Tóxica</i>			

<i>Carito-Coa</i>	20655	10720	0	1990327	7	<i>B</i>
<i>Carito-Coa</i>	28441	14760	0	571061	2	<i>B</i>
<i>Carito-muscar</i>	9675	5021	0	2308381	1	<i>A</i>
<i>COAp-Muscar</i>	28528	14805	0	1692487	2	<i>B</i>
<i>COAp-Muscar</i>	53550	27792	0	978949	4	<i>B</i>
<i>COAe-Muscar</i>	44040	22856	0	5116289	3	<i>B</i>
<i>COAp-Muscar</i>	44040	22856	0	7601941	3	<i>B</i>
<i>COT-COA</i>	36498	18942	0	956955	3	<i>B</i>
<i>COT*-COA*- muscar*</i>	123969	64338	0	4503142	10	<i>B</i>
<i>COT-Muscar</i>	79612	41318	0	2782422	6	<i>B</i>
<i>COT-Muscar</i>	123969	64338	0	20762673	10	<i>B</i>
<i>COT-COA</i>	54809	28445	0	887145	4	<i>B</i>
<b><i>Aguasay-san joaquin</i></b>	<b>189071</b>	<b>98126</b>	<b>0</b>	<b>5670899</b>	<b>68</b>	<b><i>D</i></b>
<i>Aguasay-Soto</i>	216276	112245	0	16340833	17	<i>C</i>
<i>Ext.Sta.Barbara- Aguasay</i>	134273	69686	0	5632500	10	<i>C</i>
<i>Ext.Sta.Barbara- Aguasay</i>	207667	107777	0	8297121	16	<i>C</i>
<i>Muscar- Ext.Sta.Barbara</i>	64316	33379	0	2859808	5	<i>B</i>
<i>Muscar- Ext.Sta.Barbara</i>	99471	51624	0	8219921	8	<i>B</i>
<i>Muscar-Soto</i>	248089	128755	0	2994253	19	<i>C</i>



**Figura 4.8 Matriz de riesgo resultante de la evaluación de los gasoductos**

De acuerdo a los resultados de la evaluación se realiza la jerarquización de las tuberías dando la prioridad para inspección a las que tengan el mayor riesgo. La jerarquización se presenta en la tabla 4.4.

**Tabla 4.4 Jerarquización de los gasoductos.**

<b>Jerarquización</b>	
1- Aguasay-San Joaquin	11-COT*-COA*-musacar*
2- Muscar-Soto	12-Muscar-Ext.Sta.Barbara 1200-36
3- Aguasay-Soto	13-Carito-Coa 450-16
4- Ext.Sta.Barbara-Aguasay 1200-36	14-Muscar-Ext.Sta.Barbara 1200-26
5- Ext.Sta.Barbara-Aguasay 1200-26	15-COAp-Muscar 60-26
6- COT-Muscar 1200-36	16-COT-COA 60-26
7- COT-Muscar 1200-26	17-COT-COA 450-16
8- COAp-Muscar 1200-26	18-Carito-Coa 60-20
9- COAe-Muscar	19-Carito-muscar
10-COAp-Muscar450-16	

La metodología empleada permite identificar las tuberías con mayor probabilidad de daño, que pueden causar las más catastróficas consecuencias y como resultado de esto las de mayor riesgo en un tiempo relativamente corto y con bajo costo. Esta evaluación del riesgo nos permite desarrollar mejores planes de inspección, desviando los recursos y las mejores técnicas de inspección a aquellas tuberías con mayor riesgo.

Para los gasoductos evaluados se puede observar que el riesgo entre estos es similar, esto se debe a que las condiciones de operación son muy parecidas. Se pueden observar los mayores niveles de riesgo en el subíndice de diseño, y esto se debe a la escasa información disponible para evaluarlo. Un ejemplo de esto son las cargas de fatiga, de las cuales no se tiene un registro de su magnitud y ciclos aún teniendo en cuenta su influencia en la probabilidad de falla de la línea.

## CONCLUSIONES

La metodología de Inspección basada en Riesgo ha sido introducida en Venezuela desde 1998 en las distintas áreas de la industria petrolera nacional como lo son la Refinería el Palito y Pequiven, en donde se han obtenido beneficios de hasta 1775 MMBs y 330 MMBs respectivamente. En este trabajo se desarrolló un acercamiento a esta metodología basada en la naturaleza de las tuberías de línea. La experiencia operacional de PDVSA fue integrada a este acercamiento siendo al mismo tiempo compatible a la metodología de IBR desarrollada por API. Este acercamiento se presenta en el software IBRTL2000, el cual permite determinar de manera rápida y a bajo costo el riesgo asociado a potenciales modos de falla.

La metodología de IBR se desarrolló siguiendo los lineamientos necesarios en la gerencia del riesgo: Identificación de Peligros, Evaluación de los Peligros, Análisis de Consecuencias, Determinación del Riesgo, Medidas de Prevención, Medidas de Mitigación, Reducción del Riesgo y Aceptación del Riesgo. Sin embargo, esta metodología de IBR para tuberías de línea es semi-cuantitativa debido a la falta de información existente en cuanto a la frecuencia de falla del sistema nacional de tuberías, la cual es necesaria para la cuantificación del riesgo en uno de sus componentes (probabilidad de falla) y para la planificación de los intervalos de Inspección.

Esta herramienta evalúa el riesgo presente de gran cantidad de tuberías en relativamente poco tiempo y con la intervención de pocos evaluadores, permitiendo así la programación de los planes de inspección incluso sin tener datos de inspecciones anteriores. Esto se logró analizando los factores o potenciales modos de falla que alteran al Índice de Probabilidad de Falla (IPF).

Con esta herramienta también se pueden evaluar cada uno de los subíndices de interés, Corrosión (C), Daños por Terceros (DT), Operaciones Incorrectas (OI) y Diseño (D) a voluntad del usuario. Facilitando la toma de decisiones y el tipo de inspecciones requeridas en cada una de estas áreas.

El desarrollo de consecuencias se apoya en las prácticas recomendadas para la cuantificación de las mismas. Estas representan un valor aproximado de las posibles pérdidas que pueden resultar de una falla, ya que los modelos de dispersión utilizados dependen de gran cantidad de parámetros que varían de acuerdo al sitio donde se realiza la evaluación.

La metodología desarrollada es aplicada a un ejemplo ilustrativo con el fin de observar los resultados que arroja al evaluar un sistema de red de tuberías compuesto por diecinueve gasoductos ubicados al norte del estado Monagas. Para este ejemplo los resultados indican que existe gran cantidad de estos gasoductos (74%) que se encuentran en un nivel bajo de riesgo, otro 21 % a un nivel medio de riesgo y un (1) sólo gasoducto, que representa el 5 % de los evaluados, a nivel medio alto de riesgo. Esto claramente nos indica que los esfuerzos de inspección deben estar orientados a esta tubería (Aguasay-San Joaquin) y, a las tuberías de bajo riesgo se les asignan menores recursos.

El acercamiento logrado con la realización de este trabajo a una metodología de IBR, es solo un paso en la gerencia de riesgo en la industria petrolera y petroquímica nacional.

## RECOMENDACIONES

Es conveniente que se continúe desarrollando la metodología presentada en este trabajo basados en los resultados de la utilización del mismo en las áreas operacionales y que permanezca la consulta con el personal de diseño, construcción, operación y mantenimiento de tuberías de línea en el país.

Generar una base de datos de falla en donde se indiquen las características de la tubería , causa de la falla , consecuencias y otros datos que permitan realizar un estudio estadístico para comparar la probabilidad de falla genérica con la probabilidad de falla local estableciendo un criterio de inspección en base a las prácticas recomendadas.

Incluir la pérdida de espesor en el diámetro de la tubería por la acción de medios corrosivos como parámetro para el desarrollo de los planes de inspección en combinación con el Índice de Probabilidad de Falla.

Facilitar al usuario de esta metodología la posibilidad de incorporar las propiedades intrínsecas del fluido o los fluidos que transporta la tubería para el análisis de consecuencias.

Obtener las ecuaciones de área de Consecuencia de acuerdo a las condiciones meteorológicas promedio del País.

Llevar el software IBRTL 2000 a una plataforma computacional más eficiente.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] API, "Risk-Based Inspection Base Resource Document" API 581 Second Edition, American Petroleum Institute, Octubre 2000.
- [2] Muhlbauer Kent. "Pipeline Risk Management Manual". Gulf Publishing Company. Houston, 1994.
- [3] DeFranco, S.; O'Connor, P.; Tallin A.; Roy R.; Puskar F., Development of a Risk Based Inspection (RBUI) Process for Prioritizing Inspections of Large numbers of Platforms. Offshore Technology Conference, OTC #10846, Texas, 3-6 Mayo 1999.
- [4] ASME B31.8, "Gas Transmission and Distribution Piping System", American Society of Mechanical Engineers, 1995 .
- [5] PDVSA IR-S-02, "Criterios Para el Análisis Cuantitativo de Riesgos", Petróleos de Venezuela, 1993.
- [6] ASME B31.8, "Pipeline transportation Systems for Liquids hydrocarbons and Others Liquids", American Society of Mechanical Engineers, 1998.
- [7] PDVSA EM-01-01/01, "Esmalte de Alquitrán de Hulla (Coal Tar Enamel)" Aplicado en Caliente Para el Revestimiento Interno – Tubería Metálica ", Petróleos de Venezuela, 1997.
- [8] PDVSA EM-01-02/02, "Brea Epóxica (Coal Tar Epoxy) Curada con Amina Para El Revestimiento de Tubería Metálica", Petróleos de Venezuela, 1998.
- [9] PDVSA EM-04-10/01, "Cintas de Polietileno en Frío Para el Revestimiento de Tubería Metálica", Petróleos de Venezuela, 1999.
- [10] PDVSA EM-01-00/01, "Resina Epóxica en Polvo Para Tubería Metálica", Petróleos de Venezuela, 1998.
- [11] PDVSA EM-04-13/01, "Caucho Policloro Propeno (Neopreno) Para el Revestimiento de Tubería Metálica", Petróleos de Venezuela, 1998.
- [12] PDVSA CVP-M-E-08000, "Revestimiento Para Tuberías", Petróleos de Venezuela, 1996.
- [13] Marr J.E.; Cunningham T.; Jhonson M.; Brunton A., Procedures guide prediction, evaluation of stress corrosion, *Pipe Line & Gas Industry*, Vol. 81, No. 82, Pag. 96, 1998.



- González J.J.; Jenkins J.; Freitas R.; Hadad A., “Análisis de falla y estudio de
- [14] Flexibilidad del gasoducto Anaco-Caracas tramo NSU-Arichuna”, Doc. Tec. No. INT-4215, 1997 Intevep S.A., Diciembre, 1997.
- [15] National Energy Board, “Stress Corrosion Cracking on Canadian Oil and gas Pipelines”, Canada, 1996.
- [16] Samart, J. S.; Van Oostendorp, D. L.; Wood, William A., Induced AC creates problems In utility corridors; *PipeLine & Gas Industry*, Vol. 82, No 37, pag. 19., 1999.
- [17] Fontana M. G.; “Corrosion Engineering”, Mc Graw Hill, 3<sup>ra</sup> Edición, New York, 1986.
- [18] Cron C.J.; Marsh G.A., Overview of Economic and Engineering Aspects of Corrosion in Oil and Gas Production. *Journal of Petroleum Thecnology*. Vol. 95, No. 63, Pag. 109 1983.
- [19] NACE MR0175-88, “Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for oilfield Equipment”, 1988.
- [20] PDVSA CIED, “Inspección Basada en Riesgo”, Petróleos de Venezuela, 1999.
- [21] PDVSA AK-212-0, “Zanjas Para Tuberías – Derecho de Vía y Limpieza”, Petróleos de Venezuela
- [22] U.S. Department of Transportation. Información disponible en la dirección <http://ops.dot.gov/>
- [23] Gomez, E.; Tiñacos, K.; Fajardo O., A.; Haddad L., A., “Integridad Mecánica de las Instalaciones Sistema de transmisión de Gas Versión 2””, Doc. Tec. No.IDM-0002, 98 ,PDVSA GAS, Junio, 1998.
- [24] PDVSA IR-S-15, “Standard Guideline for Pipelines Systems Risk Analysis”, Petróleos de Venezuela, 1998.
- [25] D. C. Voltage Gradient Technology and Supply Ltd. Información disponible en la dirección <http://grindstonecomputing.com/dcvg/techAA.htm>
- [26] PDVSA PI-05-02-02, “Protección Catódica Corriente Impresa (Fase de Operación)” Petróleos de Venezuela, 1990.
- [27] Uhlig, Herbert H.; Revie R., R., “Corrosion and Corrosion Control”, Ed. John Wiley & Sons, 1985.

- [28] ANSI/AWWA C105/A21.5-99 ,“Polyethylene encasement for ductile-iron pipe systems”, 2000
- [29] PDVSA CVP-C-H-00301 “Estructura H simple indicada a rechazo”.1996
- [30] Barringer & Associates Inc. Información disponible en la dirección <http://www.barringer1.com/jun97prb.htm>
- [31] Camacho M.,Alvaro;Gonzáles B.,Juan J., “Estado del Arte en Corrosión Bajo Tensión en Líneas de Transmisión de Gas”, Doc. Tec INT-5411, PDVSA Intevep, 1998.

## APÉNDICE: HOJA DE DATOS PARA RECOLECTAR LA INFORMACIÓN EN CAMPO

### Datos necesarios para el análisis de riesgo de una tubería.

Nombre del sistema a evaluar: \_\_\_\_\_

Número de secciones: \_\_\_\_\_

Sección considerada: \_\_\_\_\_

Tipo de tubería: Enterrada

Aérea

Sumergida

Longitud de la sección considerada:

Diámetro de la sección de tubería:

Espesor mínimo de la sección considerada:

Presión de operación:

Temperatura de operación:

Caudal manejado por la línea:

MAOP de la línea:

Presión máxima aguas arriba de la línea:

Profundidad mínima (tuberías enterradas) a lo largo de la sección considerada:

Presión Parcial de CO<sub>2</sub>:

Presión parcial de H<sub>2</sub>S:

Existencia de sistemas de llamada de emergencia:

Divulgación de la existencia y uso de estos sistemas:

Ninguna

Clase 1

Tipo de población: Clase 2

Clase 3

Clase 4

Diaria

3 veces por semana

2 veces por semana

Frecuencia de patrullaje: 1 vez por semana

Quincenal

Menos de una vez al mes

Nunca

Instalaciones de superficie:

Separación de las vías de tránsito:

Barreras metálicas o de concreto: Cercas:

Fosas de al menos 1x1 m: Señalizaciones:

Arboles: Iluminación:

Condición de las señalizaciones de la pica de la tubería

Buena (El corredor se encuentra plenamente identificado y no falta ninguna señalización)

Promedio (Faltan señalizaciones o faltan algunas para la completa identificación de la pica)

Bajo el promedio (Faltan señalizaciones consecutivas o dos de ellas en cruces de carreteras)

Ninguna (No existe señalización de la pica)

Condiciones de la Pica

Buena (Se encuentra libre, limpia y es de fácil acceso)

Deficiente (Es de fácil acceso, pero no se encuentra en buen estado o viceversa)

Mala (No se puede distinguir la pica)

Probabilidad de sabotaje

Alta

Media

Baja

Ninguna

Protocolos de excavación

Existen protocolos que regulen actividades de excavación en las cercanías de la línea.

Son conocidos por parte del personal que opera la línea así como las contratistas.

Son usados los protocolos y/o se exige su uso y cumplimiento.

Interfases presentes

Tierra / Agua

Tierra / Aire

Aire / Agua

Existencia de soportes

Cruce bajo carreteras

Sin camisa

Camisa metálica

En contacto con la tubería

Posibilidad de corrosión galvánica

Camisa de concreto

Paso cercano a Flare

Distancia al Flare:

Revestimiento (seleccione el tipo de revestimiento de la tubería)

Pintura

Polietileno

Epóxico

Alquitrán de hulla

Neopreno

Epóxico reforzado con fibra de vidrio

Poliolefinas para altas temperaturas

Otros

Indique la temperatura de diseño de este revestimiento:

Buena:

Calidad de aplicación del revestimiento: Deficiente:

Mala:

Inspección del revestimiento

Calidad de inspección durante la aplicación

Buena

Deficiente

Mala o ninguna

Calidad de inspección durante la operación

Buena

Deficiente

Mala o ninguna

Tipos de inspecciones utilizadas

DCVG

Levantamiento de potenciales

Visual

Intervalo corto (CIS)

Años sin realizar CIS:

Buena:

Corrección de defectos: Deficiente:

Mala o ninguna:

El revestimiento soporta los esfuerzos  
a los que está sometido

Si:

No:

Levantamiento de potenciales

Menor o igual a 4 meses:

Entre 4 y 12 meses:

Frecuencia: Mayor a 12 meses:

Nunca:

Condición de los  
postes de medición:

Todos en buen estado:

No consecutivos dañados:

Consecutivos en mal estado:

Distancia entre los  
postes de medición

Menor o igual a 1 Km.

Entre 1 y 3 Km.

Mayor o igual a 3 Km.

Sistemas de protección catódica

Anodos de sacrificio:

Corriente impresa:

Ambos:

$V \leq 850\text{mV}$  vs.  $\text{Cu}/\text{CuSO}_4$ :

Cada 5 años o menos:

Frecuencia de inspección  
de los ánodos de sacrificio

Entre 6 y 10 años:

Entre 10 y 20 años:

Más de 20 años:

Semanal:

Quincenal:

Mensual:

Mayor:

Frecuencia de inspección  
de los rectificadores

Existen otras estructuras enterradas en las vecindades de la línea:

Indique el número de otras estructuras enterradas:

Están conectadas eléctricamente

Están compensados los sistemas de protección catódica:

Corrosividad del suelo

Resistividad	$R \geq 15000 \Omega/\text{cm}$ :	Humedad	Suelo húmedo:
	$5000 \Omega/\text{cm} \leq R < 15000 \Omega/\text{cm}$ :		Suelo seco:
	$1000 \Omega/\text{cm} \leq R < 5000 \Omega/\text{cm}$ :		Zona anegadiza:
	$R < 1000 \Omega/\text{cm}$ :		No se conoce:
	No se conoce		

Indique el pH del suelo:

Concentración de sulfatos	$[\text{SO}_4] \geq 5000$
	$1000 \leq [\text{SO}_4] < 5000$
	$[\text{SO}_4] < 1000$
	No se conoce

Indique la edad del sistema:

Torres de alta tensión a menos de 30 m. de la línea:

Sistemas de mitigación contra la interferencia AC:

Indique el ángulo entre el tendido eléctrico y la tubería:

Corrosión Bajo Tensión (CBT)

Material de la tubería	Grado A:
	Grado B:
	Grado X42:
	Grado X46:
	Grado X52:
	Grado X56:
	Grado X60:
Grado X65:	

La línea se encuentra en los primeros 20 Km. aguas abajo de una estación de bombeo:

Alivio de tensiones al 100% de las juntas soldadas:

Antecedentes de CBT:

Tubería sin costura:

Tubería con costura:

Corrosión interna

Corte de agua (%H<sub>2</sub>O)

Presencia de partículas erosivas:

Monitoreo de la corrosión interna:

Medidas correctivas:

Revestimiento interno:

Inyección de inhibidores

Aplicación del revestimiento	Buena:
	Deficiente:
	Mala:

Eficiencia del inhibidor	Buena:
	Deficiente:
	Mala:

Inspección del revestimiento durante la instalación Buena:  
Deficiente:  
Mala:

Inspección del revestimiento durante la operación Buena:  
Deficiente:  
Mala:

Diseño

Prueba hidrostática cuando se instaló la tubería:  
Indique la presión de prueba:

Reparaciones mayores o reemplazos:  
Prueba después de la reparación:  
Indique la presión de prueba:

Golpe de ariete  
¿Es posible su ocurrencia?  
Existen procedimientos escritos de prevención  
Son usados estos procedimientos  
Son revisados y actualizados  
Existen válvulas de alivio  
Mtto. periódico de estas válvulas

Factor de seguridad  
Rating del componente más débil:

Trayectoria  
Fallas sísmicas:  
Zonas susceptibles a incendios forestales:  
Zonas de derrumbes o afloramiento de ríos:  
Socavaciones:  
Zonas de suspensión de la tubería:  
Acumulación de líquidos en la tubería:

Fatiga  
Tubería sometida a esfuerzos cíclicos:  
Medición de la magnitud y frecuencia de estos esfuerzos cíclicos:  
Magnitud de los esfuerzos [psi]:   
Número de ciclos por cada 4 años:   
Flujo tapón:  
Se realizó Análisis de Flexibilidad:  
Operaciones incorrectas

Identificación de peligros

Análisis preliminar de riesgos

Análisis cuantitativo de riesgos (QRA)

Estudios de peligros y operabilidad (HazOp)

Análisis de árbol de fallas (FTA)

Análisis de árbol de eventos (ETA)

¿Qué pasa si? (What if?)

Posibilidad de alcanzar la MAOP

Existen válvulas que actúen automáticamente al incrementarse la presión aguas arriba de la tubería:

Calibración y mto. programado de estas válvulas:

La sobrepresión se evita **sólo** a través de procedimientos:

Existen dispositivos mecánicos de prevención de errores (candados, cercas, etc.)

Mantenimiento.

Correctivo:

Preventivo por frecuencia:

Preventivo por condición:

Existen procedimientos de mantenimiento:

Son usados estos procedimientos de mantenimiento:

Son revisados periódicamente los procedimientos:

Existe documentación del mantenimiento:

Se cumple con todas las actividades pautadas en la programación del mantenimiento:

Construcción

Calidad del relleno	Buena Deficiente Mala	Calidad del manejo y almacenamiento durante el proceso de construcción	Buena Deficiente Mala
---------------------	-----------------------------	--	-----------------------------

Estuvo presente un inspector calificado durante la construcción de la línea:

Fue supervisada la aplicación del revestimiento y la corrección de defectos, durante la etapa de construcción.

Procedimientos.

Existen procedimientos escritos que abarquen todos los aspectos de operación:

Son usados estos procedimientos:

Son revisados y actualizados con frecuencia:

Entrenamiento

El personal es entrenado en los principales tópicos que afectan la integridad de la línea:

Existen actividades de re-entrenamiento:

Tópicos cubiertos durante el entrenamiento.

Características del fluido manejado

Esfuerzos en la tubería:

Corrosión:



Mantenimiento:

Procedimientos operacionales:

SCADA

Mantenimiento programado del SCADA:

Calibración periódica de la instrumentación:

Supervisión continua del personal:

Se realiza prueba médica anual al personal:

Existencia de programas de seguridad:

Monitoreo por parte del personal de SHA:

Se le han realizado enganches a la línea

Se cumplió con los lineamientos de GSP

Las condiciones originales de operación han cambiado:

Los materiales y accesorios soportan las condiciones actuales de operación:

Seleccione las inspecciones que se realizan como parte de las operaciones de la línea.

Inspecciones instrumentadas:

Inspecciones en cruces de agua:

Densidad poblacional:

Profundidad de la tubería:

Trayectoria (paso a paso):

Trayectoria (aérea):

	Mensual o menor
Frecuencia de la	Bimensual
inspección aérea	Trimestral
	Semestral o mayor

Se realizan reportes finales de recomendaciones, posterior a las inspecciones

Son revisados los informes y ejecutadas las acciones correctivas

Consecuencias

Seleccione los fluidos representativos e indique el porcentaje correspondiente

C1-C2	<input style="width: 50px; height: 20px; border: 1px solid black;" type="text" value="%"/>	C13-C16	<input style="width: 50px; height: 20px; border: 1px solid black;" type="text" value="%"/>
C3-C4	<input style="width: 50px; height: 20px; border: 1px solid black;" type="text" value="%"/>	C17-C25	<input style="width: 50px; height: 20px; border: 1px solid black;" type="text" value="%"/>
C5	<input style="width: 50px; height: 20px; border: 1px solid black;" type="text" value="%"/>	C25+	<input style="width: 50px; height: 20px; border: 1px solid black;" type="text" value="%"/>
C6-C8	<input style="width: 50px; height: 20px; border: 1px solid black;" type="text" value="%"/>	Agua	<input style="width: 50px; height: 20px; border: 1px solid black;" type="text" value="%"/>
C9-C12	<input style="width: 50px; height: 20px; border: 1px solid black;" type="text" value="%"/>		

	Arcilloso
Tipo de suelo	Arenoso
	Fangoso
	Tierra común

Seleccione el sistema de detección

Instrumentación específicamente diseñada para actuar en caso de detectar pérdida de fluidos o cambios en las condiciones de operación en el sistema:

Medidores de presión y flujo que envían señales a una sala de control, desde donde se pueden tomar ciertas medidas en caso de detectarse una fuga:

Detección visual u olfativa de la fuga:

Seleccione el sistema de aislamiento

Sistema de bloqueo automático accionado por la instrumentación de la línea, sin intervención del personal de operación:

Sistema de bloqueo activado por el personal de operación desde una sala de control remoto:

El bloqueo de la línea depende de sistemas accionados manualmente:

	Evacuación
Acciones de mitigación	Bloqueo
	Contención
	Ninguna

Información financiera.

Costos de saneamiento:  [\$/m<sup>3</sup>]

Costos de reemplazo de la tubería:  [\$/m]

Tiempo promedio para reparar una falla menor:  [días]

Tiempo promedio para reparar una falla mayor:  [días]

Costo promedio del producto manejado:  [\$/m<sup>3</sup>]

Pagos por incumplimiento del contrato de suministro:  [\$/día]

Costos por no recibir el producto (interrupción del proveedor):  [\$/día]

Pérdidas de ventas a futuro (posibles contratos que no se puedan concretar):\*  [\$/día]

Costos de soportes financieros y legales:\*  [\$/día]

Tiempo de las sanciones y/o trámites legales:\*  [días]

\*Datos opcionales para el cálculo de costos indirectos